

## Petroperú<sup>1</sup> Informe de Resultados del tercer trimestre 2017 – 3T17<sup>2</sup>)

**Lima, Perú, 31 de Octubre, 2017:** Petroperú (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el período de tres meses finalizado el 30 de Setiembre de 2017. Consulte también el Informe de Revisión de los Auditores Independientes para un análisis exhaustivo de los Estados Financieros Intermedios No Auditados.

*Descargo de responsabilidad y referencias aplicables:* La información contenida en esta presentación es información general sobre Petróleos del Perú - Petroperú S.A. ("Petroperú" o la "Compañía") y no pretende constituir asesoramiento u opiniones legales, fiscales o contables. Esta presentación fue preparada por Petroperú con el propósito de proporcionar cierta información financiera y otra información relevante de la Compañía. Petroperú 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 con respecto a la capacidad y utilización, entre otros. Si bien Petroperú 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, a menos que se indique lo contrario. Ciertos datos en esta presentación se obtuvieron de diversas fuentes externas, y ni Petroperú 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 al evaluar los resultados de las operaciones. La administración de Petroperú 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.

### ASPECTOS FINANCIEROS

- El Flujo de Caja al final del 3T17 alcanzó S/2,586 millones comparado con S/373.5 millones en el 3T16, como resultado de la obtención de los US\$2 billones en bonos internacionales durante el 2T17.
- El Flujo de Caja de las Actividades Operativas se incrementó a S/723.7 millones en el 3T17 de S/-749.8 millones en el 3T16. Cabe resaltar que, durante el 3T16, la posición de liquidez de la Compañía fue débil, ya que, mientras el PMRT<sup>3</sup> avanzaba, solo fue financiado con deuda a corto plazo y deuda con proveedores.
- La Utilidad Neta del trimestre fue de S/269.3 millones en el 3T17 comparada con S/-53.0 millones en el 3T16, un aumento significativo YoY<sup>4</sup>. En el 3T16, los gastos ambientales alcanzaron S/-226.4 millones.
- La Utilidad Operativa creció de S/14.5 millones en el 3T16 a S/384.8 millones en el 3T17. Sin embargo, la Utilidad Operativa Ajustada para el 3T16 (sin considerar los gastos ambientales) debería haber sido S/240.9 millones.
- El EBITDA<sup>5</sup> ajustado para el trimestre, aumentó a S/461.1 millones YoY. El Margen EBITDA alcanzó el 13.4% frente al 8.6% alcanzado en el 3T16.
- Durante el 3T17, los ingresos aumentaron 16.1% comparado con el 3T16, impulsados tanto por el volumen como por el aumento de precios YoY. Los Ingresos Locales crecieron 12.4% YoY, mientras que las Exportaciones crecieron 59.3% YoY.
- El Volumen Total de Ventas aumentó a 152.6MBDC en el 3T17 desde 146.6MBDC en el 3T16, debido principalmente al incremento de la demanda de Diesel ULSD<sup>6</sup>. El volumen de productos refinados alcanzó 99.4MBDC en el 3T17.

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

<sup>2</sup> Por el periodo de tres meses terminado en Setiembre 30, 2017. A menos que se indique lo contrario, todas las cifras financieras no son auditadas, presentadas en Soles peruanos y referencias a "Soles" o "S/". Nuestros estados financieros anuales han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB ("NIIF-IASB") y nuestros Estados Contables Interinos no auditados han sido preparados de acuerdo con la NIC34 Información Financiera Intermedia, Con las NIIF-IASB.

<sup>3</sup> PMRT: Proyecto Modernización de Refinería de Talara

<sup>4</sup> YoY: Compara los resultados financieros del periodo actual con los de similar periodo del año anterior.

<sup>5</sup> 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 más los otros ingresos y gastos netos y las diferencias de cambio netas.

<sup>6</sup> Diesel ULSD: Ultra Low Sulphur Diesel o "Diesel B5 S-50 (ULSD)"

# Reporte Financiero



## RESUMEN EJECUTIVO

A pesar de un entorno difícil durante el tercer trimestre, con: 1) tres ataques y falsas alarmas al Oleoducto NorPeruano, 2) cambios climáticos que afectan los embarques y desembarques de carga, 3) no hubieron las condiciones requeridas para negociar con Frontera Energy<sup>7</sup> la operación del Lote 192, 4) incremento de la competencia, y 5) críticas constantes por parte de los líderes de opinión al ser Petroperú la principal compañía de ventas en Perú, entre otros; Petroperú ha tenido un progreso significativo hacia sus cinco principales lineamientos: 1) ejecución del PMRT para garantizar las regulaciones ambientales y generar mayor rentabilidad, 2) seguridad en el Oleoducto NorPeruano<sup>8</sup> para garantizar el transporte sostenido de petróleo, 3) permanentes iniciativas sociales y ambientales, 4) cambios en la estructura organizacional y 5) ejecución del nuevo sistema de integridad y transparencia.

Petroperú logró S/2,586.2 millones en flujo de caja durante el tercer trimestre como resultado de un mejor Flujo de Caja Operativo. A pesar de un entorno de bajos precios de los commodities, los precios se incrementaron en el último mes debido a los huracanes Harvey e Irma; la Utilidad Bruta se vio beneficiada por la mejora de las ventas y la realización de inventarios.

El 21 de Julio, 2017, el MEM<sup>9</sup> mediante el Decreto Supremo N° 025-2017-EM, acordó incorporar al departamento de La Libertad en la prohibición del uso y comercialización de Diesel HS<sup>10</sup> (con contenido de azufre mayor a 50 ppm<sup>11</sup>) a partir del 1 de Enero, 2018. Este decreto también se aplicará a las Gasolinas y Gasoholes de alto octanaje (95,97 y 98 octanos), que se comercializan y utilizan a nivel nacional. A partir del 1 de Enero, 2018, estas gasolinas no contendrán más de 50 ppm de azufre. Es importante mencionar que anteriormente, el 28 de Octubre, 2016, el MEM a través del Decreto Supremo N° 038-2016-EM, acordó aprobar un cronograma para la comercialización y uso de Diesel ULSD (con un contenido de azufre no mayor a 50 ppm), que fué implementado a partir de Enero, 2017 en las provincias de Ancash, Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Huánuco, Huancavelica, Ica, Lambayeque y Pasco. Como consecuencia de ello, Petroperú importará Diesel ULSD con el fin de satisfacer las regulaciones gubernamentales y la demanda.

Las actividades comerciales contribuyen con un flujo de caja sostenido y predecible para la Compañía. El 6 de Agosto, 2017, Petroperú renovó un contrato comercial de 7 años (renovable a 3.5 años) con Primax. Adicionalmente, las ventas a la Compañía de Generación Eléctrica Samay comenzaron en Agosto, 2017. Cabe mencionar que este acuerdo es un contrato comercial de 20 años. Desafortunadamente, el 11 de Julio, 2017, Petroperú perdió la licitación por el proyecto minero "Las Bambas", que representaba un contrato comercial de 3 años

En términos de las inversiones de la Compañía, Petroperú continuó avanzando en la ejecución del PMRT de US\$ 5.4 billones, y ha avanzado un 64.6% frente al 71.58% del plan del Programa Global del Proyecto. Esta demora es el resultado de un cambio de estrategia en la Licitación Pública para las Unidades Auxiliares y Complementarias. El Concurso Público para la adjudicación de las Unidades de Servicios Auxiliares EPC y Obras Adicionales está en proceso y se culminará en Diciembre, 2017.

Una situación que se ha identificado recientemente es que, el PMRT contempla la producción de la gasolina "Euro 4", y para cuando la refinería esté lista, el mercado requerirá empresas productoras de hidrocarburos que comercialicen gasolina "Euro 6". Por lo tanto, Petroperú está evaluando reformular el componente tecnológico de la nueva refinería para que esté disponible para la gasolina "Euro 6" a partir del año 2021.

La gestión de los recursos de capital para el PMRT continúa siendo una prioridad para Petroperú. Continuaron los avances en el financiamiento del PMRT, con la aprobación final por parte de CESCE<sup>12</sup> de una garantía de US\$ 1.3 billones, que contará con un financiamiento de largo plazo para el PMRT. Con fecha 11 de Octubre, 2017 luego de la aprobación por parte de su Comité de Riesgos, CESCE remitió la Oferta de Condiciones de la garantía que estaría emitiendo en favor de los Bancos que estructurarán y financiarán el préstamo hasta por US\$ 1.3 billones para el financiamiento del PMRT. La Compañía ha seleccionado 7 bancos para la estructuración del préstamo, que son: Santander, BBVA, Deutsche Bank, HSBC, JP Morgan, Citibank y BNP Paribas. La transacción financiera necesitará aprobación final del Ministerio de Economía y Finanzas, y se espera que cierre antes de fin de año.

<sup>7</sup> Frontera Energy Corp. es una compañía pública canadiense y líder en exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, con operaciones enfocadas en América Latina. La compañía tiene una cartera diversificada de activos con intereses en más de 25 lotes de exploración y producción en Colombia y Perú.  
<http://www.fronteraenergy.ca/about-ep/>

<sup>8</sup> Oleoducto NorPeruano: El oleoducto principal de Perú, propiedad de la Compañía

<sup>9</sup> MEM: Ministerio de Energía y Minas

<sup>10</sup> HS: High Sulphur Diesel o "Diesel B5 (HS)"

<sup>11</sup> Partes por millón.

<sup>12</sup> Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación. Spanish Export Credit Agency.

# Reporte Financiero



Otra prioridad es el desarrollo permanente de iniciativas sociales y ambientales. Así, el 15 de Setiembre, 2017, Petroperú lanzó su Programa Social en Iquitos, un programa especializado en limpieza, desbroce y seguridad en asociación con comunidades vecinas para brindar seguridad al Oleoducto y alertas tempranas de posibles amenazas humanas (robo de petróleo o intención de obtener compensaciones sociales de beneficios). Este programa también busca establecer un nuevo mecanismo sostenible para el empleo local y la posibilidad de construir proyectos de infraestructura para las comunidades aledañas a través de obras por impuestos (incentivos tributarios del Gobierno). Desafortunadamente, el mismo día, el Oleoducto NorPeruano fue atacado intencionalmente, lo que causó dos derrames de petróleo en el Tramo I. Se aplicó el Plan de Contingencia y la reparación se realizó de inmediato, de modo que el derrame quedó contenido y el petróleo se recuperó de inmediato. Por lo tanto, el impacto ambiental se minimizó. El acuerdo preliminar entre el Gobierno y las comunidades indígenas es que hoy, 31 de Octubre, 2017, se liberará el Lote 192.

Luego de este desafortunado evento, el 28 de Setiembre, 2017, Petroperú reinició exitosamente el Tramo I, con la autorización de OSINERGMIN<sup>13</sup>. El Ramal Norte ha estado operando desde el 6 de Febrero, 2017, en modo de prueba. Este Tramo transportó petróleo desde el Lote 192 (operado por Frontera Energy) hasta el 18 de Setiembre, 2017. Lamentablemente, las comunidades indígenas que rodean el Lote 192 tomaron el campamento y las instalaciones operativas de Frontera. Esta situación obligó a Petroperú a cerrar la Estación de Andoas interrumpiendo el transporte de crudo. El Tramo II comenzó a operar el 26 de Junio, 2017, pero no se transporta desde el conflicto social en el Lote 192. El Oleoducto NorPeruano está en funcionamiento, pero sin transportar petróleo.

Como se mencionó en el Reporte Financiero anterior, Petroperú ha firmado un acuerdo de 90 días con Techint<sup>14</sup> (el cual se ha extendido por 90 días más), para negociar un acuerdo para la modernización y el mantenimiento del Oleoducto. Techint ha iniciado estudios básicos de ingeniería para mejorar el Oleoducto NorPeruano con el uso de nueva tecnología y así evitar nuevos derrames. Techint presentará un estimado de los costos de inversión durante el 4T17, el cual no formará parte del Balance de Petroperú. Se realizará a través de un vehículo de inversiones (SPV)

El 11 de Octubre, 2017, la Compañía decidió finalizar el proceso de negociación con Frontera Energy (actualmente operador del Lote 192) para un posible Acuerdo Conjunto para operar el Lote 192 en Loreto. La decisión se tomó luego de identificar que, actualmente no existen las condiciones adecuadas para continuar el proceso de negociación de participación conjunta en el Contrato de Licencia presentado a Perupetro<sup>15</sup>. Petroperú informó su decisión a ambas instituciones con las respectivas comunicaciones y evaluará en el futuro si participará en una Licitación Pública o en una búsqueda de socios estratégicos para la operación del Lote 192.

Hay varias condiciones que no fueron favorables para la negociación, que incluyen principalmente: 1) la incertidumbre sobre la modificación de la Ley de Hidrocarburos del Perú, que establecerá un nuevo rango de tasas de regalías; 2) la necesidad de establecer una tarifa adecuada de transporte de petróleo, considerando que el Oleoducto NorPeruano debe ser modernizado y que el costo de la inversión aún no ha sido determinado; 3) el conflicto social no resuelto en el Lote 192, que necesitará una negociación con el Gobierno; y 4) el informe de la Contraloría General de la República indicó ciertas observaciones sobre el proceso.

Como resultado de la implementación del Sistema de Integridad, que apunta a un mejor manejo de la ética y la integridad en la Compañía, Petroperú fue reconocido por diversos grupos de interés por una mejor reputación corporativa. Los esfuerzos de la Compañía para fortalecer la cultura ética, con transparencia e integridad, basados en la tolerancia cero contra el fraude y la corrupción, fueron reconocidos. Petroperú mejoró significativamente su posición en el ranking de las 100 empresas más respetadas del país. De acuerdo con el Monitor Empresarial de Reputación Corporativa (MERCOR), Petroperú se colocó en la posición 50, lo que significa una mejora de 40 puestos en un año. Es importante destacar que Petroperú es la Compañía, que ha logrado escalar más puestos entre todos, a pesar de las críticas de algunos sectores.

Finalmente, el Directorio ha decidido continuar apoyando al Sr. Esteban Bertarelli como Gerente General interino, ya que es fundamental para guiar a la Compañía en la etapa más importante del PMRT. El Sr. Bertarelli tiene más de 30 años trabajando en Petroperú y ha sido parte del desarrollo y la ejecución de diferentes transiciones de modelos de negocios clave en la Compañía. El Sr. Bertarelli aporta una amplia experiencia en las áreas de refinación, transporte de petróleo, estrategia corporativa y planificación empresarial del negocio, incluidos 8 años en posiciones gerenciales.

<sup>13</sup> OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

<sup>14</sup> Techint Engineering & Construction brinda servicios de administración, ingeniería, adquisición y construcción a nivel mundial para proyectos a gran escala en los sectores de plantas industriales y de obras públicas de petróleo y gas, energía, minería, infraestructura y arquitectura. <http://www.techint-ingenieria.com/en/about-us>

<sup>15</sup> PERUPETRO S.A. es la empresa Estatal, en nombre del Estado Peruano, y es responsable de promover, negociar, suscribir y monitorear los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en Perú. <http://www.perupetro.com.pe/>

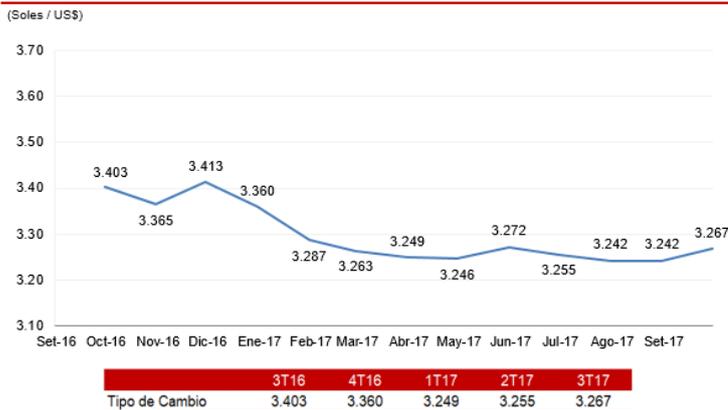
# Reporte Financiero



## RESUMEN FINANCIERO Y OPERATIVO

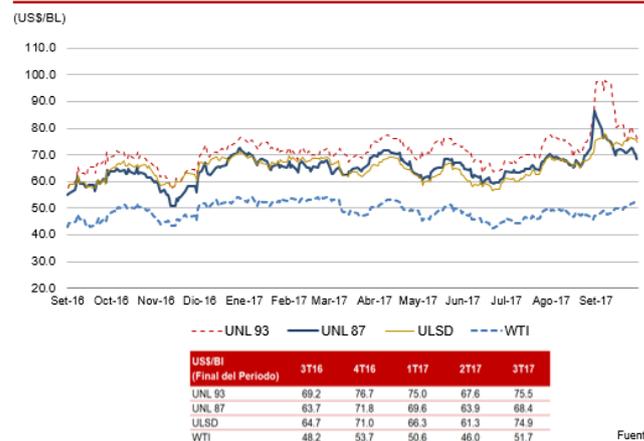
### ENTORNO MACROECONOMICO

Tipo de Cambio



Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales



Fuente: Platt

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.

La Compañía está expuesta a la volatilidad del tipo de cambio, ya que compra materias primas en US\$, y los ingresos se generan principalmente en Soles (a excepción de las exportaciones y los contratos con algunos clientes en US\$). Durante 2T16, el Sol se apreció fuertemente favoreciendo las compras de inventario, pero afectando las ventas. A la fecha del 2017, el Sol se mantiene estable con ligeras variaciones de 2 a 3 centavos.

Durante los últimos doce meses, el precio del petróleo WTI aumentó a US\$51.7/bbl al final de Setiembre, 2017 versus US\$48.2/bbl al final de Setiembre, 2016, con precios variando desde máximos de US\$54.1/bbl en Febrero, 2017 a mínimos de US\$42.3/bbl en Junio, 2017. El promedio de WTI durante el 3T17 alcanzó US\$48.2/bbl en comparación con US\$44.9/bbl durante el 3T16. A diferencia de los precios del WTI que han sido estables, los precios UNL 93, UNL 87 y el Diesel ULSD han sido más volátiles. Durante el 3T17, estos precios se incrementaron significativamente en Setiembre, 2017, debido a los huracanes Harvey e Irma, los cuales ocasionaron cierres en varias refinerías en la Costa del Golfo. El precio del Diesel ULSD alcanzó el mínimo de US\$56.7/bbl durante Junio, 2017 y alcanzó su máximo nivel de US\$78.0/bbl durante Setiembre, 2017. El precio promedio del Diesel ULSD fue de US\$58.6/bbl durante el 3T16 y US\$68.9/bbl durante el 3T17. De manera similar, la gasolina UNL 93 disminuyó al mínimo de US\$57.2/bbl durante Noviembre, 2016 y alcanzó el máximo nivel de US\$97.9/bbl durante Setiembre, 2017. La gasolina UNL 93 tuvo un promedio de US\$63.4/bbl durante el 3T16 y de US\$77.3/bbl durante 3T17. La gasolina UNL 87 alcanzó su menor nivel de US\$50.8/bbl durante Noviembre, 2016 y obtuvo el mayor nivel de US\$86.6/bbl durante Agosto, 2017. El promedio del UNL 87 alcanzó US\$69.6/bbl en 3T17 frente a US\$59.1/bbl en el 3T16. Estos precios volvieron a sus niveles anteriores a finales de Setiembre.

Petroperú compra petróleo (local o importado) y productos finales o intermedios (importados y locales). El petróleo se utiliza para la producción de GLP, Gasolinas, Diesel HS, Turbo A-1, Petróleo Industrial, Bunkers y Asfaltos. Los productos intermedios y finales incluyen Diesel ULSD que se importa, principalmente, de la Costa del Golfo de EE.UU., y un volumen adicional del GLP que se compra localmente a Pluspetrol. Petroperú compra crudo nacional (de los Lotes del Noroeste del país) para la Refinería de Talara, a través de contratos basados en una canasta de crudos. Adicionalmente, la Compañía compra Crudo Maynas del Lote 8, y Crudo Los Angeles del Lote 131 desde la Refinería de Iquitos.

El crudo y los subproductos importados se compran según los índices de precios del mercado internacional y son vulnerables a la volatilidad del precio de las materias primas debido al tiempo transcurrido entre la compra del producto (en el puerto del exportador) y la comercialización final del producto refinado. Por ejemplo, si la empresa establece el precio de embarque en la fecha de envío (día 0), la mercancía estará expuesta a la volatilidad del precio durante el tiempo que la mercancía está en tránsito (día 15). De manera similar, ya sea el petróleo que necesita ser almacenado antes de la producción o el almacenamiento del producto refinado antes de la comercialización, la Compañía está expuesta a la volatilidad de las materias primas. Debido a esta situación, y la mayor exposición al Diesel ULSD importado (que representa el 42.2% de las ventas

# Reporte Financiero



totales durante los últimos 9 meses), la Utilidad Bruta de Petroperú está sujeta también a dicha volatilidad. Como referencia, los Costos de Venta representan alrededor del 85% de las ventas totales.

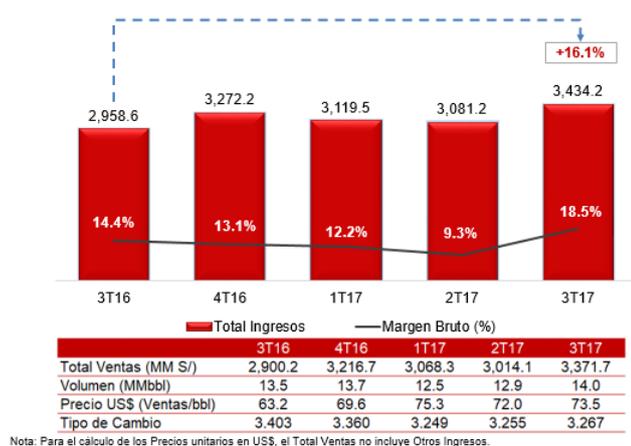
Los precios del mercado local se determinan considerando los precios internacionales de los subproductos del petróleo (Precios de Paridad de Importación calculados por Petroperú). Los precios se expresan en Soles a los tipos de cambio actuales. Nótese, que entre 85-90% del precio ex-planta (antes de 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 Platt 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 OSINERGMIN.

## RESULTADOS FINANCIEROS

### ESTADO DE RESULTADOS

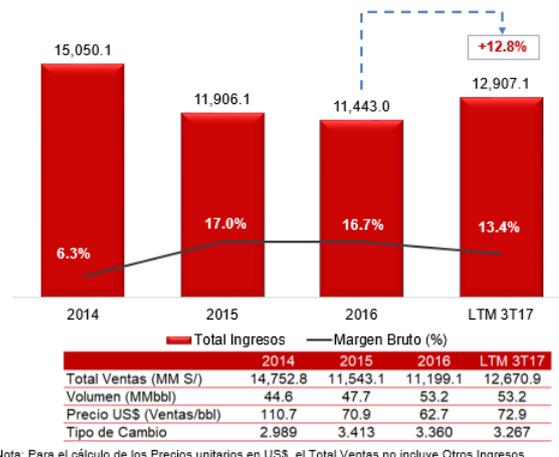
#### Ingresos y Margen Bruto

(En Millones de Soles)



#### Ingresos y Margen Bruto

(En Millones de Soles)



Los ingresos alcanzaron S/3,434.2 millones en el 3T17, un incremento de 16.1% YoY debido principalmente a los mayores precios de productos finales y al mayor volumen durante el 3T17. Las ventas locales aumentaron 12.4% de S/2,663.3 millones en el 3T16 a S/2,994.4 millones en el 3T17, como consecuencia de los aumentos de precios en productos intermedios y refinados debido a los efectos de los huracanes Harvey e Irma en la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Adicionalmente, un mayor volumen a nivel local debido al incremento de la demanda de Diesel ULSD, en lugar de Diesel HS. Las exportaciones aumentaron 59.2% YoY de S/236.9 millones a S/377.2 millones, debido a mayores volúmenes y aumento de precios. La Compañía exporta Diesel 2 (Diesel HS, que solía venderse localmente). Los Ingresos Totales aumentaron 11.5% QoQ<sup>16</sup> debido a mayores precios de mercado y mayor volumen en comparación con el 2T17. Los ingresos durante los últimos 12 meses crecieron 12.8% comparado con el 2016, principalmente debido al aumento de precios.

El Margen Bruto aumentó significativamente YoY de 14.4% en el 3T16 a 18.5% en el 3T17, como resultado de mayores ventas, a pesar del aumento de 10.6% en el Costo de Ventas (de los mayores precios de los insumos en comparación con el 3T16). El Margen Bruto aumentó significativamente de 9.3% en el 2T17 a 18.5% en el 3T17, debido a la mejor realización de inventarios durante el 3T17. Durante los últimos 12 meses, el margen bruto aún está por debajo de los márgenes del 2015 y 2016, como resultado de un mayor Costo de Ventas durante ese periodo.

<sup>16</sup> QoQ: Trimestre por trimestre calcula el cambio entre un trimestre financiero y el trimestre financiero anterior.

# Reporte Financiero



## Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS	VOLUMEN (En MBD)			VENTAS (En Millones de Soles)			Participación sobre Ventas
	2016 3T	2017 3T	YoY	2016 3T	2017 3T	YoY	
<b>VENTAS LOCALES</b>							
GLP	14.0	12.7	-9.1%	180.6	171.5	-5.1%	5.1%
Gasolina 97 / Gasohol 97	1.5	1.5	1.9%	36.6	43.4	18.6%	1.3%
Gasolina 95 / Gasohol 95	4.2	4.5	8.3%	96.8	122.2	26.3%	3.6%
Gasolina 90 / Gasohol 90	17.6	18.0	2.1%	380.9	453.7	19.1%	13.5%
Gasolina 84 / Gasohol 84	7.7	6.8	-12.1%	166.1	173.2	4.3%	5.1%
Turbo A-1	2.7	3.2	20.1%	68.8	84.5	22.9%	2.5%
Diesel B5 (Incluye Biodiesel B100)	29.5	13.9	-52.8%	617.1	267.5	-56.6%	7.9%
Diesel B5 S-50	41.5	59.8	44.1%	995.9	1,534.8	54.1%	45.5%
Petróleos Industriales	2.2	2.2	2.9%	30.8	40.4	31.3%	1.2%
Bunkers ( Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2)	3.5	3.7	5.6%	41.5	51.8	24.6%	1.5%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido	2.0	2.1	8.0%	34.7	37.8	9.1%	1.1%
Otros (1)	0.4	0.4	2.4%	13.5	13.5	0.1%	0.4%
<b>Total Ventas Locales</b>	<b>126.6</b>	<b>128.8</b>	<b>1.8%</b>	<b>2,663.3</b>	<b>2,994.4</b>	<b>12.4%</b>	<b>88.8%</b>
<b>EXPORTACIONES</b>							
Nafta Virgen	6.8	4.6	-32.8%	88.2	66.0	-25.1%	2.0%
N°6 Fuel Oil, Pesado, Crudo Reducido, Petroleo Industrial 500	10.6	10.9	2.9%	101.8	151.0	48.3%	4.5%
Diesel 2	1.4	6.8	368.0%	27.9	127.9	357.8%	3.8%
Otros (2)	1.1	1.6	42.4%	19.0	32.4	70.8%	1.0%
<b>Total Ventas Exterior</b>	<b>19.9</b>	<b>23.8</b>	<b>19.4%</b>	<b>236.9</b>	<b>377.2</b>	<b>59.3%</b>	<b>11.2%</b>
<b>Total ventas Locales y Exportaciones</b>	<b>146.6</b>	<b>152.6</b>	<b>4.2%</b>	<b>2,900.2</b>	<b>3,371.7</b>	<b>16.3%</b>	
Otros Ingresos Operativos					62.5		
<b>TOTAL INGRESOS</b>					<b>3,434.2</b>		

(1) Solventes, Gasolina de Aviación y Acido Naftenico  
(2) Turbo A1, IFO's, Asfaltos y Gasolinas

El 6 de Agosto, 2017, Petroperú renovó el contrato comercial de 7 años (renovable a 3.5 años) con Primax. Adicionalmente, las ventas al sector eléctrico mejoraron como resultado de las nuevas ventas a la compañía de generación Eléctrica Samay. Este acuerdo es un contrato comercial de 20 años. Desafortunadamente, el 11 de Julio, 2017, Petroperú perdió la licitación por el proyecto minero "Las Bambas", que representó un contrato comercial de 3 años.

Diesel ULSD (bajo contenido de azufre): Este producto se ha convertido en el contribuyente más importante a los ingresos con un 45,5% de contribución a las ventas. La Compañía está comercializando gradualmente este diesel a nivel nacional luego de un decreto gubernamental. La comercialización de Diesel ULSD ha venido reemplazando al Diesel HS en Lambayeque, Ancash, Huánuco, Pasco, Ayacucho, Ica, Cajamarca, Huancavelica y Apurímac. Las ventas de Diesel ULSD aumentaron 54.1% YoY.

La mayor parte de este producto se vende a los mayoristas: Primax, Numay y Pecsca. Las ventas también se efectúan al segmento Retail (estaciones de gas Petrored afiliadas a Petroperú). Otros clientes derivan de los sectores: pesca, construcción, agroindustria, transporte, fuerzas armadas, generación de electricidad y aviación comercial. En Mayo, Petroperú renovó el contrato con Antapacay (minería), luego de ganar un Concurso Público. Otros clientes importantes son: Cerro Verde y Samay I, Electro Oriente (electricidad), entre otros.

Diesel HS (Alto contenido de azufre): Al ser sustituido por el diesel de bajo contenido de azufre, las ventas han disminuido significativamente. Entre los clientes más importantes se encuentran los mayoristas, minoristas (estaciones de servicio afiliadas a Petroperú - Petrored), otras estaciones de servicio privadas, clientes de agroindustria y pesca, y algunas empresas generadoras de electricidad (Electro Oriente).

# Reporte Financiero



**Gasolina 90:** Esta gasolina representa el 13.5% de los ingresos totales. Las ventas aumentaron 19.1% YoY principalmente impulsado por el aumento de precios. Las ventas están dirigidas principalmente a mayoristas, minoristas (Petrored), otras estaciones de servicio privadas de gas y las fuerzas armadas. Las ventas crecieron principalmente en estaciones afiliadas y mayoristas.

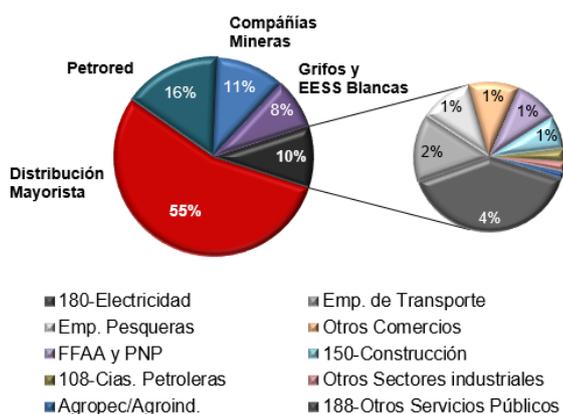
**Gasolina 84:** Esta gasolina representa el 5.1% de los ingresos totales. Las ventas aumentaron 4.3% YoY, a pesar de una disminución significativa en el volumen. Esto se debe a que la demanda requiere más gasolina de mayor octanaje 90/95. Las ventas están más enfocadas en el este del Perú (Amazonas). Las ventas están dirigidas principalmente a mayoristas y minoristas.

**GLP:** El Gas Licuado de Petróleo representa el 5,1% de los ingresos totales. Sus ventas disminuyeron 5.1% YoY, principalmente debido a un menor volumen. Petroperú produce parte del GLP y compra el resto a Pluspetrol. Ultimamente han habido algunas restricciones en el mercado por parte de Pluspetrol, afectando las ventas.

**Exportaciones Residuales:** Representan el 9.6% de los ingresos totales. Bolivia es el principal importador de Diesel 2<sup>17</sup>.

**Ventas de Diesel B5 / Diesel B5 S-50 por Tipo de Cliente**

Últimos 12 Meses desde Jul/2016



**Ventas de Gasolina por Tipo de Cliente**

Últimos 12 Meses desde Jul/2016



Durante el 3T17, Petroperú logró las mayores ventas de los afiliados de Petrored, alcanzando los 22.86 MBDC en Agosto, 2017. De manera similar, la Compañía llegó a obtener 674 estaciones afiliadas, de las 3.919 estaciones de servicio en todo el Perú. La Compañía está haciendo grandes esfuerzos para mejorar las plantas de ventas existentes, tales como: Talara (Piura) y Conchán (Lima). El proyecto del terminal portuario de Ilo comenzará a construirse en Noviembre, 2017 y también incluirá una planta de ventas.

Un problema que ha estado afectando a las empresas de comercialización de hidrocarburos en general, es el efecto de los cambios climatológicos, que provocan el cierre de los puertos a nivel nacional (lo que aumenta los costos debido al exceso de estadía). Esta situación, adicional al aumento de la demanda de productos con bajo contenido de azufre, que deben importarse y almacenarse para operar efectivamente ante los cierres de puertos, ha afectado el suministro de productos. Para atender este problema, Petroperú ya está construyendo nuevos terminales portuarios en Talara (Norte) e Ilo (Sur), y está mejorando los terminales portuarios en Conchán (Lima), Mollendo (Sur) y Salaverry y Eten (Norte). Se espera que todos estos proyectos de construcción se completen antes del 2020, y se financien con caja de las operaciones de la Compañía.

Las dos nuevas líneas submarinas de 3Km (cada una) en Talara, que reemplazarán a las actuales, no forman parte del costo del proyecto. Los ajustes al terminal portuario permitirán la recepción de buques de carga de hasta 150,000 TPM (Aproximadamente 1 millón de barriles). El concurso público para la construcción está en curso, y se espera que se adjudique en Diciembre, 2017. Se espera que la construcción se complete en 400 días, una vez que se cierre la adjudicación. La nueva refinería, además del muelle de carga de líquido MU1 existente, tendrá un muelle de carga líquida MU2 adicional, que puede recibir embarcaciones de hasta 52,000 TPM (360,000 barriles). El muelle MU1 es parte del EPC con Técnicas Reunidas, y se espera que esté terminado a fines de 2018.

<sup>17</sup> Diesel 2: Diesel HS without Biodiesel

# Reporte Financiero



La construcción del nuevo terminal y planta de venta en Ilo comenzará en Noviembre, 2017 e incluye la recepción, el almacenamiento y el despacho de combustibles líquidos. La recepción de combustibles se realizará a través de 3 ductos submarinos desde embarcaciones ubicadas aproximadamente a 1,300 metros de distancia del terminal. El terminal contará con 17 tanques de almacenamiento de combustible, que se instalarán en diferentes etapas. Este terminal distribuirá gasohol de 84, 90 y 95 octanos, y Diesel ULSD al sur del Perú, y Diesel HS que se exportará al mercado boliviano. Inicialmente tendrá una capacidad de almacenamiento de 293 mil barriles, que aumentará a 1 millón de barriles.

## Ingresos por Producto

(En Millones de Soles)

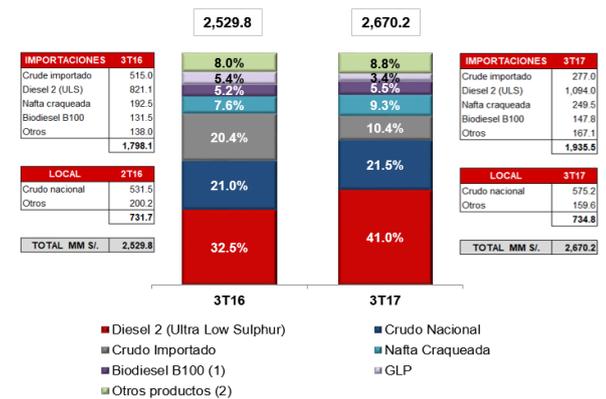
LTM 3T 2017		% Participación	
<b>LOCAL REVENUES</b>		<b>7 Products</b>	<b>86.0%</b>
GLP	668.7	Diesel B5 S-50	40.5%
Gasolina 97 / Gasohol 97	170.7	Gasolina 90 / Gasohol 90	13.6%
Gasolina 95 / Gasohol 95	461.3	Diesel B5 (Incluidos Biodiesel B100)	13.4%
Gasolina 90 / Gasohol 90	1,719.1	Gasolina 84 / Gasohol 84	5.6%
Gasolina 84 / Gasohol 84	703.5	GLP	5.3%
Turbo A-1	312.8	Nº6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	4.0%
Diesel B5 (Incluidos Biodiesel B100 + Descuentos)	1,701.7	Gasolina 95 / Gasohol 95	3.6%
Diesel B5 S-50	5,130.5		
Petróleos Industriales	182.9	<b>3 Products</b>	<b>67.5%</b>
Bunkers ( Residual Marino - IFO + Diesel Marino Nº2)	195.5	Diesel B5 S-50	40.5%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido	121.6	Diesel B5 (Incluidos Biodiesel B100 + Descuentos)	13.6%
Otros <sup>(1)</sup>	87.3	Gasolina 90 / Gasohol 90	13.4%
<b>Total Ingresos Locales</b>	<b>11,455.6</b>		
<b>EXPORTACIONES</b>		<b>Ingresos Locales</b>	<b>90.4%</b>
Nafta Virgen	256.7	<b>Exportaciones</b>	<b>9.6%</b>
Nº6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	510.5		
Diesel 2	327.2		
Otros <sup>(2)</sup>	120.9		
<b>Total Exportaciones</b>	<b>1,215.3</b>		
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>12,670.9</b>		

<sup>(1)</sup> Solventes, Gasolina de Aviación and Ácido nitrótico

<sup>(2)</sup> Turbo A1, IFO's, Asfaltos y Gasolinas

## Compras

(En Millones de Soles)



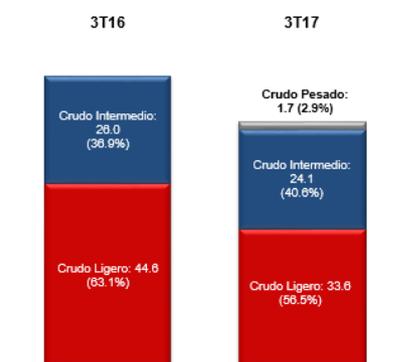
<sup>(1)</sup> Insumo para la formulación de Diesel B5.

<sup>(2)</sup> Incluye HOGBS, Gasolina de Aviación, Condensado de Gas Natural, Alcohol Carburante y Turbo A1.

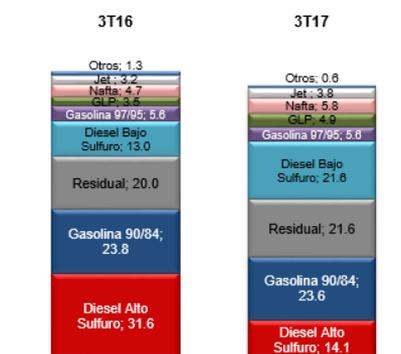
Para obtener productos refinados, la Compañía procesa crudo y lo mezcla con productos intermedios adquiridos. El petróleo procesado en nuestras refinerías procede del mercado local o internacional. El crudo local proviene principalmente de la zona de Talara, y se compra considerando una canasta de precios promedio del petróleo. El volumen de petróleo comprado localmente disminuyó 3.5% YoY, mientras que las compras de petróleo (en Soles) se incrementaron 8.2% YoY, como resultado de los aumentos de precios. El crudo nacional (que incluye el crudo del Noroeste del país) actualmente representa el 21.5% del total de compras. Este crudo es un insumo para la elaboración de gasolina, diesel y productos residuales. Al ser crudo ligero, la rentabilidad del crudo es mayor en comparación con la del crudo intermedio, lo que contribuye a mejorar el margen de refinación. La nueva refinería podrá obtener mayores márgenes de refinación y rentabilidad de productos derivados del crudo pesado (que es un insumo más barato) debido a sus unidades de refinación avanzadas.

La importación de petróleo corresponde al 10.4% del total de compras en nuestras refinerías, y se encuentra disminuyendo. El volumen de compras disminuyó 6.38% YoY, mientras que las importaciones de petróleo disminuyeron 51.8%, reflejando así la reducción en las cargas de petróleo al proceso de producción para reducir la producción de Diesel HS.

## Detalle del Petróleo Crudo



## Rendimiento del Producto

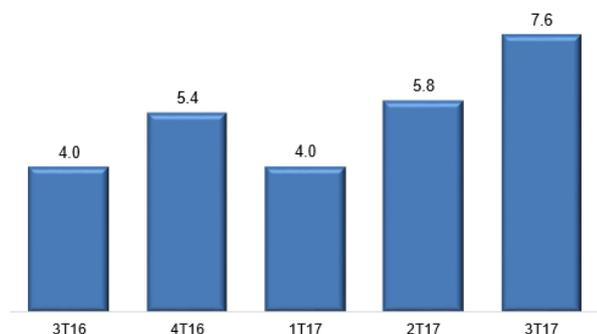


# Reporte Financiero



## Márgen de Refinación Neto <sup>(1)</sup>

(US\$/BL)



(1) Capacidad de utilización de la refinería medida por el crudo procesado (en miles de barriles medios por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica.

## Ingresos y Márgen Bruto

(En Millones de Soles)



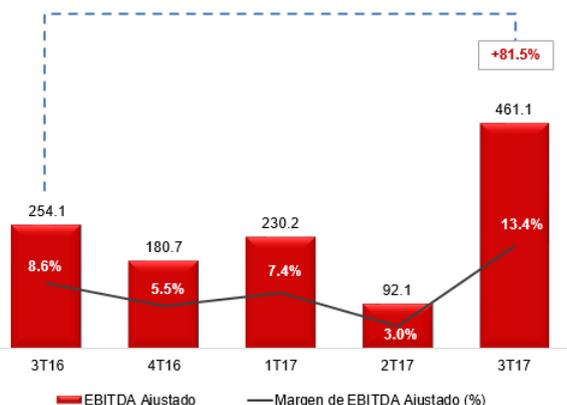
	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17
Total Ventas (MM S/)	2,900.2	3,216.7	3,068.3	3,014.1	3,371.7
Volumen (MMbbl)	13.5	13.7	12.5	12.9	14.0
Precio US\$ (Ventas/bbl)	63.2	69.6	75.3	72.0	73.5
Tipo de Cambio	3.403	3.360	3.249	3.255	3.267

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

El margen neto de refinación registra el precio de compra real del petróleo, y resta el precio de los productos refinados extraídos de ese crudo (a valores de mercado), más los costos operacionales correspondientes. El Margen Neto de Refinación es un indicador real de la rentabilidad total de las operaciones de refinación de Petroperú. Como se puede observar, el Margen Neto de Refinación aumentó un 90% de US\$4/bbl en el 3T16 a US\$7,6/bbl en el 3T17, debido al buen manejo de las operaciones de refinería.

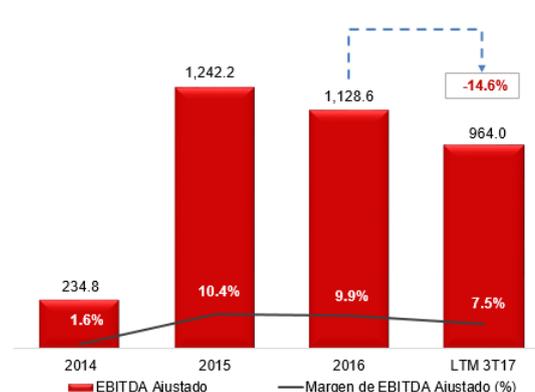
## EBITDA Ajustado y Márgen de EBITDA Ajustado

(En Millones de Soles)



## EBITDA Ajustado y Márgen de EBITDA Ajustado

(En Millones de Soles)



Petroperú generó S/461.1 millones en EBITDA Ajustado en el 3T17, comparado con S/254.1 millones en el 3T16, principalmente como resultado de una mejor Utilidad Bruta. Por lo mismo, el margen del EBITDA aumentó a 13.4% en el 3T17 comparado con 3% en el 2T17 y 8.6% en el 3T16. El EBITDA ajustado para los últimos 12 meses alcanzó S/964 millones, con un margen EBITDA de 7.5%.

El Costo de Ventas corresponde al 86.6% de los ingresos de la Compañía, lo que explica la importancia de la buena gestión en la compra de commodities. La Compañía está evaluando diferentes alternativas para reducir la exposición al riesgo de los commodities, tales como: medidas de mejora operativa para optimizar el inventario, y coberturas. Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

# Reporte Financiero



## OPEX: Gastos Operativos

(En miles de Soles)

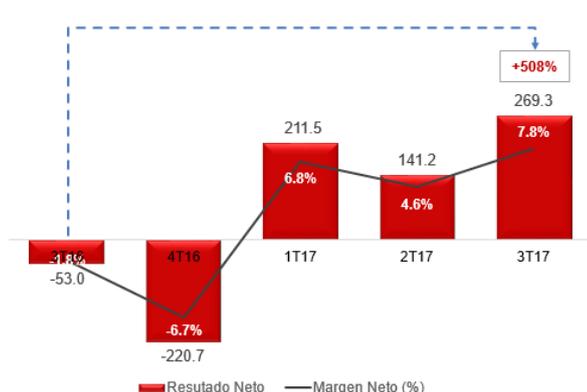
Unidad de Negocio	2016	Últimos 9 Meses
Refinación	756,966	540,163
Transporte a través ONP	351,359	144,079
Distribución & Comercialización	552,780	374,985
Otros	254,050	193,013
<b>Total</b>	<b>1,915,155</b>	<b>1,252,240</b>

Petroperú utiliza instrumentos derivados a corto plazo (forwards) para plazos de hasta 1 año, para cubrir obligaciones a corto plazo en US\$ dólares y parte de sus necesidades de Capital de trabajo. Nótese, que todas las compras de productos petroleros se efectúan en US\$ dólares de acuerdo con los precios internacionales. Estos precios se ajustan a Soles según el Precio de Paridad de Importación y el tipo de cambio.

Durante el 3T17, la apreciación del Sol impactó levemente la Utilidad Neta ya que la Compañía tiene una gran exposición de US\$ dólares en pasivos a largo plazo. Sin embargo, durante los últimos 9 meses, la apreciación del Sol ha beneficiado a la Utilidad Neta en S/132.2 millones.

### Resultado Neto y Margen Neto

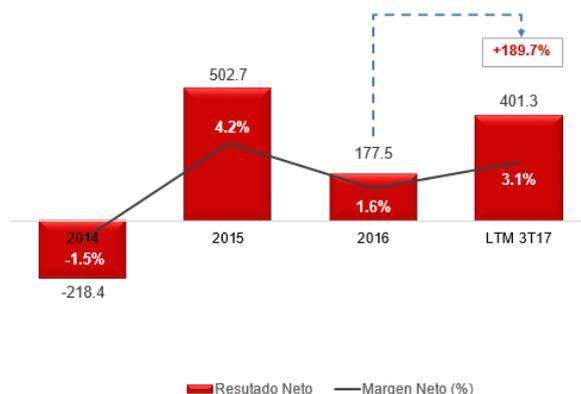
(En Millones de Soles)



Nota: La Utilidad Neta del 3T16 y 4T16 han sido ajustadas con los Estados revisados por KPMG.

### Resultado Neto y Margen Neto

(En Millones de Soles)

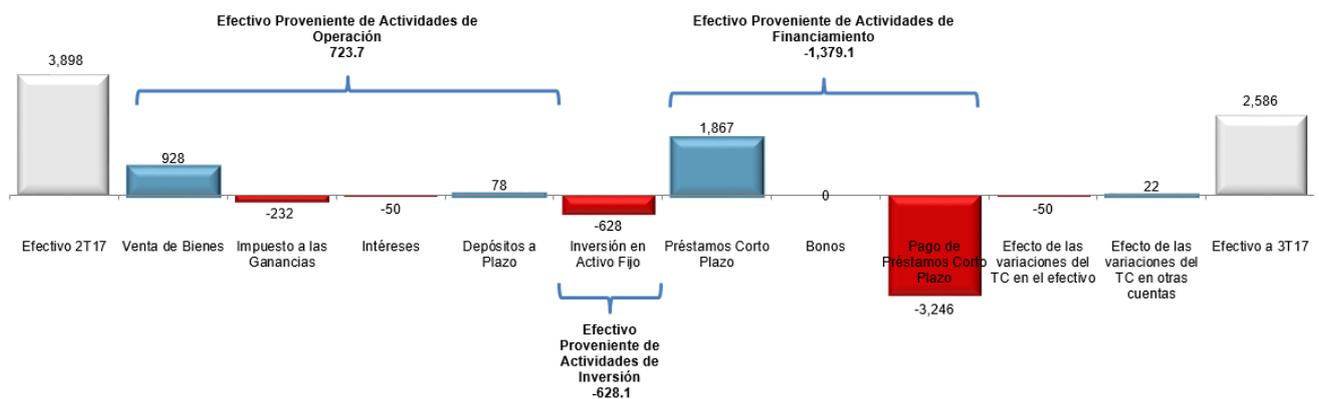


La utilidad Neta durante el 3T17 alcanzó los S/269.3 millones, comparado a los S/-53 millones alcanzados durante 3T16. La Utilidad Neta en el 3T16 se vió afectada por gastos medio ambientales de S/226.4 millones, debido a los derrames ocurridos durante el 1S16.

## ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

### Análisis de Flujo de Efectivo 3T17

(In Millions of Soles)



Petroperú registró al final del periodo del 3T17 un Flujo de Caja de S/2,586.2 millones, comparado con S/373.5 millones en el 3T16. Cabe mencionar que, durante el 3T16, la posición de liquidez de la Compañía fue débil, ya que el PMRT avanzaba y solo se financió con deuda a corto plazo y vencimientos de mayor plazo con los proveedores. El Flujo de Caja fue respaldado por un mejor Flujo de Caja Operativo. El Flujo de Caja Operativo en el 3T17 aumentó a S/723.7 millones de S/-749.8 millones en el 3T16, principalmente, debido a, un mayor efectivo recibido por clientes, mejor manejo de cuentas por cobrar y menores pagos a proveedores. Para una revisión de los Estados de Flujo de Efectivo trimestrales, revisar la Nota 27 de los Estados Financieros.

El Flujo de Caja de Actividades de Inversión alcanzó S/-628 millones en el 3T17 comparado con S/-686.7 millones en el 3T16, impulsado, principalmente, por las inversiones del PMRT. Otros proyectos incluyen: la construcción de una planta de ventas en Ninacaca, y la instalación de una nueva terminal en Ilo. Las inversiones actuales incluyen mejoras operativas a terminales portuarias en Conchan, Mollendo, Salaverry y Eten; y plantas de venta en Talara y Conchan. Estos proyectos de construcción son financiados con caja de las mismas operaciones. Durante los últimos 12 meses, las inversiones en CAPEX se desaceleraron comparado con 2016, ya que la mayoría de los equipos pesados para PMRT se compraron durante el 2016. Nótese que en el gráfico de CAPEX mostrado a continuación se hace referencia a inversión acumulada.

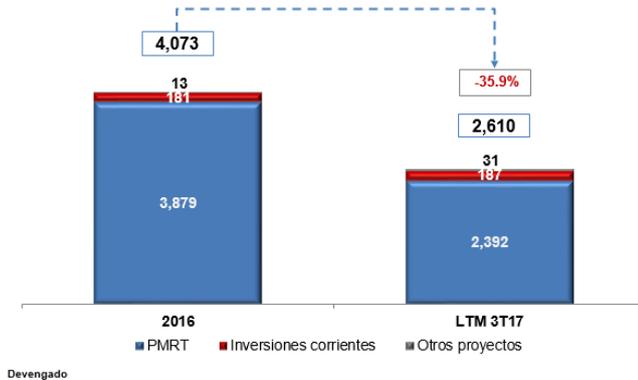
El Flujo de Caja de las Actividades de Financiamiento disminuyó a S/-1,379.1 millones en el 3T17 comparado con S/1,611.7 millones en el 3T16. Durante el 3T17, la Compañía: 1) obtuvo nuevos préstamos de capital de trabajo por S/1,867 millones, 2) completó la amortización de S/3,246.4 millones (Deuda de corto plazo del PMRT: S/1,374.6 millones, Capital de Trabajo: S/1,871.1 millones y prepagos de financiamientos a cambio de facilidades de menores tasas de interés: S/541.7 millones).

# Reporte Financiero



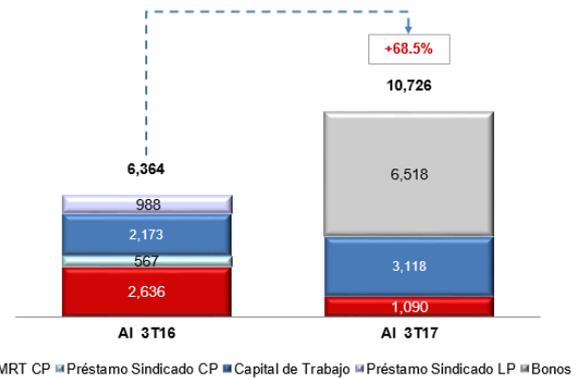
## CAPEX

(En Millones de Soles)

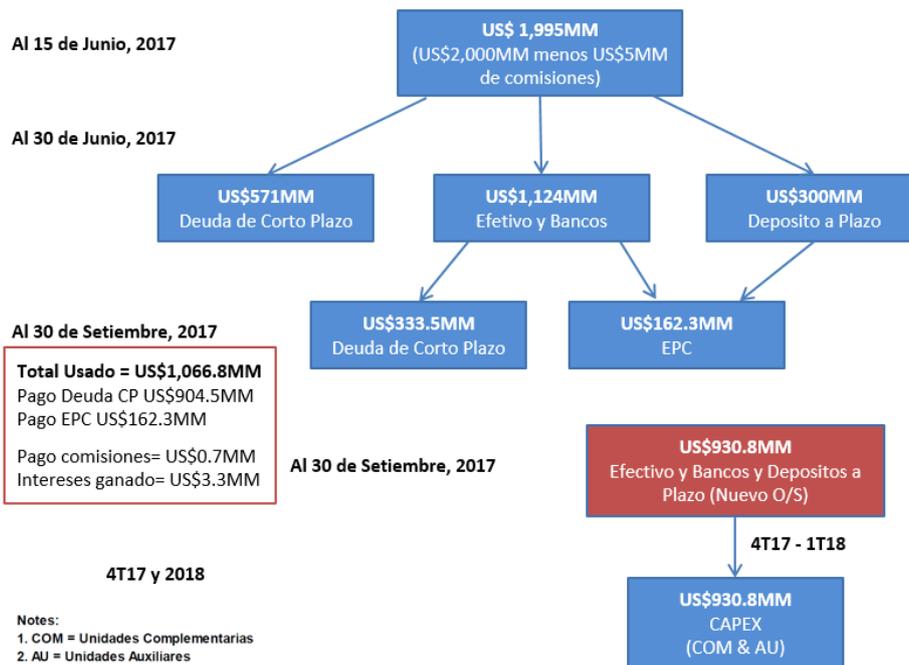


## Deuda Pendiente

(En Millones de Soles)



Los fondos de bonos se utilizarán de la siguiente manera:



Nota: Los saldos de los Bonos se han colocado en cuentas corrientes, cuentas de depósito a plazo y fondos de liquidez en instituciones financieras internacionales reconocidas. La Compañía informa regularmente al Banco Central de Reserva y al Ministerio de Economía y Finanzas el Balance de estos Fondos.

## ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Petroperú continúa avanzando en el financiamiento del PMRT. La Compañía ha seleccionado 7 bancos para la estructuración del préstamo, que son: Santander, BBVA, Deutsche Bank, HSBC, JP Morgan, Citibank y BNP Paribas. El financiamiento tendrá un plazo de 13 años, incluido un período de gracia de 3 años (tiempo durante el cual se espera completar el proyecto). El reembolso se amortizará en cuotas semestrales y se espera que el costo financiero incluya el 4.1% de los costos de garantía del CESCE. La transacción financiera necesitará aprobación del Ministerio de Economía y Finanzas, y se espera que cierre antes de fin de año. La emisión de bonos del US\$ 1 billón restante para el PMRT se llevará a cabo en 2019 para cubrir los gastos financieros de PMRT.

# Reporte Financiero



Al 30 de Setiembre, 2017 Petroperú mantiene líneas de crédito renovables de bancos locales y extranjeros hasta por US\$2.4 billones, de los cuales US\$1,088.3 están disponibles. Suficiente para cubrir las necesidades de capital de trabajo.

La deuda total se distribuye de la siguiente manera: 61% Bonos, 29% Capital de Trabajo y 10% Préstamos a Corto Plazo para el PMRT. Los costos por préstamos capitalizados durante el 3T17 relacionados con el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara ascendieron a S/79 millones (S/46.9 millones durante el 2T16).

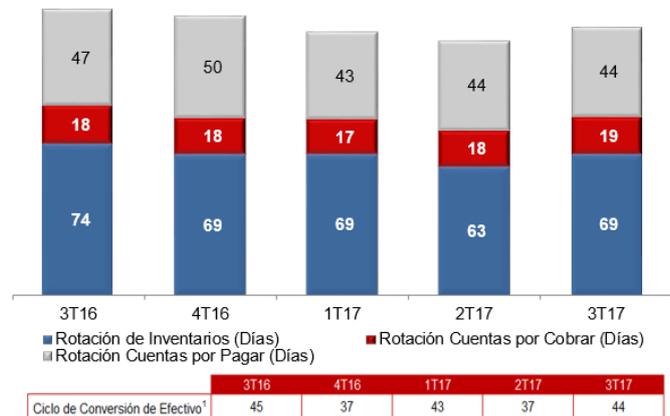
El Capital de Trabajo durante el 3T17 alcanzó S/989.4 millones frente a S/-3,754.2 millones en el 3T16, principalmente como resultado de los ingresos de los bonos que proporcionaron liquidez a la Compañía.

## Composición de la Deuda

3T17



## Ciclo de Conversión Efectivo

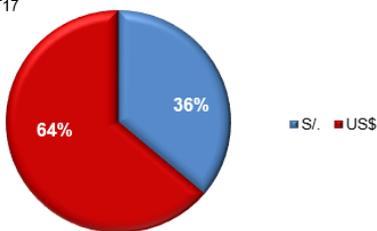


1. Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar - Rotación de Cuentas por Pagar.

El ciclo de conversión en efectivo durante el 3T17 alcanzó los 44 días, ligeramente por debajo del de 3T16. Es importante resaltar la reducción en los días de inventario comparado con el 3T16. La combinación de monedas de la deuda total es: 64% en US\$ y 36% en Soles. La duración de la deuda promedio es 10.32 años para el bono de 15 años, y 14.53 años para el bono de 30 años. El cronograma de amortización muestra que los préstamos existentes a corto plazo del PMRT se pagarán durante el 1T18. Los bonos son a largo plazo y vencen en 2032 y 2047, respectivamente, y se pagarán con la generación de efectivo PMRT.

## Composición de la Deuda

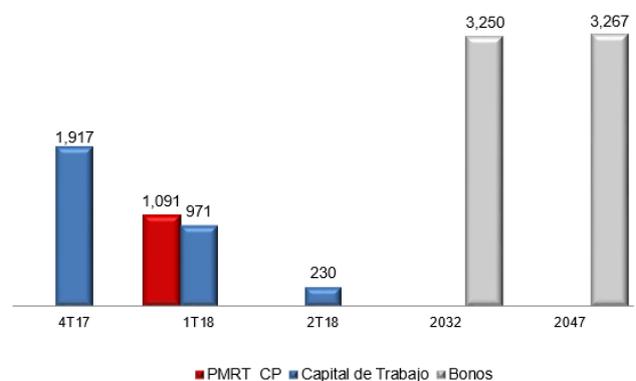
3T17



	MM S/	MM US\$
PMRT CP	0	334
Capital de Trabajo	1,585	469
Bonos	0	1,994
<b>TOTAL</b>	<b>1,585</b>	<b>2,797</b>

## Cronograma de Amortización de Deuda

(En Millones de Soles)



## Ratios

	2014	2015	2016	LTM 3T17	YoY
EBITDA / Intereses	3.7	18.4	14.4	6.7	-53.6%
Deuda / Activos	42.9%	41.7%	46.9%	55.5%	18.2%
EBITDA / Activos	2.9%	13.2%	8.0%	5.0%	-38.0%
Deuda / EBITDA	14.8	3.2	5.8	11.1	90.6%
Ratio de Liquidez	0.70	0.69	0.42	1.14	170.8%

## RESULTADOS OPERATIVOS Y ACTUALIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA

Petroperú se concentra en tres líneas de negocio: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98.5% del Total de Ingresos Brutos en el 2016, 2) Arrendamiento y privatización de ciertas unidades, que representaron el 1.3% del Total de Ingresos Brutos durante el 2016, y 3) el Oleoducto NorPeruano, que representó el 0.1% del Total de Ingresos Brutos durante el 2016, como resultado del cierre del oleoducto.

## REFINACION Y COMERCIALIZACIÓN

El negocio de refinación y comercialización generó la mayor parte de los fondos de las operaciones. Como se mencionó anteriormente, el Margen Neto de Refinación es un indicador clave de la capacidad de la Compañía para generar rentabilidad de su proceso de refinación. El Margen Neto de Refinación aumentó de US\$3.96/bbl en el 3T16 a US\$7.57/bbl en el 3T17. Esta mejora YoY fue principalmente como resultado de una adecuada gestión operativa. El Margen de Refinación para los últimos 12 meses alcanzó los US\$5.7/bbl.

## Datos Operativos

En Millones de Soles	2016	LTM 3T17	3T16	2T17	3T17	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de refinación (en MBDC) <sup>(1)</sup>	94.5	94.5	94.5	94.5	94.5	-	-
Capacidad utilizada (en MBDC) <sup>(2)</sup>	70.8	68.1	71.6	68.1	67.7	-5.5%	-0.7%
Producción de Refinados (en MBDC) <sup>(3)</sup>	103.9	102.4	106.9	99.9	99.4	-7.0%	-0.5%
Margen de Refinación neto (US\$ por Bbl) <sup>(4)</sup>	5.3	5.7	4.0	5.8	7.6	91.1%	31.1%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada <sup>(5)</sup>	74.9%	72.0%	75.8%	72.1%	71.6%	-	-
Volúmenes de venta (en MBDC)	145.3	145.7	146.6	141.4	152.6	4.2%	8.0%

### Notas:

- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede introducir en la primera 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 primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.  
 (3) Cantidad total de productos refinados producidos por un ciclo completo del proceso de refinado.  
 (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) Capacidad de utilización de la refinería medida por el crudo procesado (en miles de barriles medios por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica

La producción disminuyó a 99.4 MBDC en el 3T17 comparado con 106.9 MBDC en el 3T16. La producción se vio ligeramente afectada por la reducción de la producción de Diesel HS con el fin de comercializar el Diesel ULSD. Durante los últimos 12 meses la producción disminuyó a un promedio de 102.4 MBDC, en comparación con 103.9 MBDC durante el 2016. El volumen de ventas promedio fue de 152.6 MBDC en el 3T17, registrando un aumento de 4.2% en comparación con el 3T16, principalmente como resultado de mayores ventas de Diesel ULSD. El volumen de ventas durante los últimos 12 meses, disminuyó ligeramente a 145.7 MBDC.

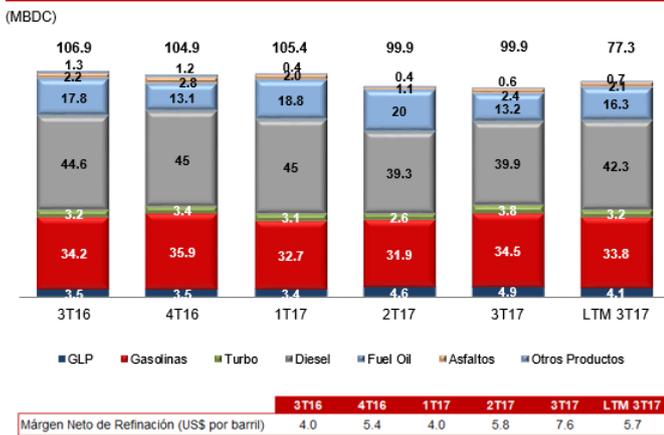
La producción alcanzó 99.4 MBDC y la utilización de la refinería fue de 67.7 MBDC en el 3T17, ambas inferiores en comparación con la producción de 106.9 MBDC y la utilización de la refinería de 71.6 MBDC en el 3T16. El Margen de Refinación aumentó significativamente de US\$3.96/bbl en el 3T16 a US\$7.57/bbl en el 3T17, como resultado de la buena gestión operacional. En los últimos 12 meses, el Margen de Refinación alcanzó US\$5.70/bbl. El Ratio de Utilización de Capacidad Instalada continúa disminuyendo como resultado de una menor producción de Diesel HS, debido a la reestructuración del portafolio de productos priorizando la comercialización de Diesel ULSD. Las ventas

# Reporte Financiero

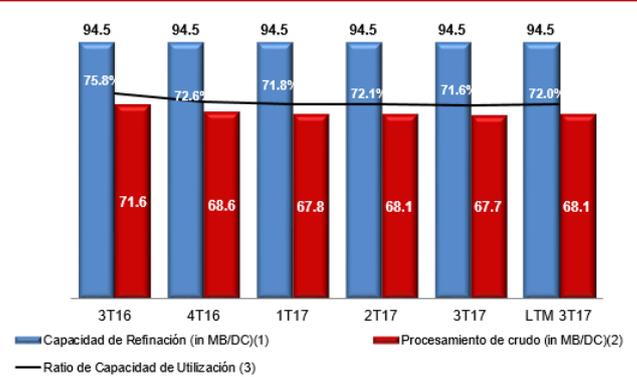


fueron de 152.6 MBDC en el 3T17, por encima de las 146.6 MBDC del 3T16, debido al aumento de las ventas de Diesel ULSD y las exportaciones.

Productos Refinados



Ratio de Capacidad de Utilización



(1) Cantidad máxima de crudo que se puede introducir en la primera 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 primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.  
 (3) Capacidad de utilización de la refinería medida por el crudo procesado (en miles de barriles medios por día para el periodo) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica

## PMRT

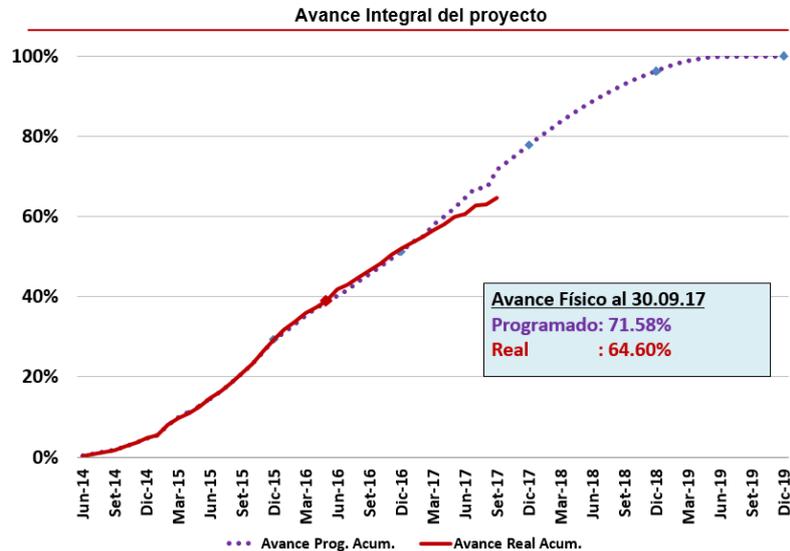
Durante el 3T17, la Compañía avanzó con la ejecución del PMRT. El avance global del proyecto está en 64.6%, por debajo del 71.58% planificado, debido a la demora en la adjudicación de las Unidades Auxiliares y Complementarias. La adjudicación de estas Unidades se planeó inicialmente como un contrato BOOT que se planeaba adjudicar en 2016, pero la Compañía decidió lanzar una nueva Licitación Pública utilizando la modalidad Suma Alzada. Se espera que la Licitación Pública actual se realice bajo un modelo a Suma Alzada, y se complete en Diciembre, 2017. Adicionalmente, Petroperú se encuentra evaluando cambiar el alcance del Proyecto e incluir la producción de "Euro 6", ya que será la gasolina requerida para el 2021. La Compañía ha continuado con la adjudicación de las Unidades de Servicios Auxiliares y Obras Adicionales, y solicitó a los contratistas que consideren el nuevo alcance del Proyecto en sus propuestas. Las unidades de Servicios Auxiliares incluyen ciertas instalaciones para la producción y suministro de productos y servicios necesarios para la finalización del PMRT y la operación de la Nueva Refinería de Talara, y consiste en: 1) instalación para el tratamiento de ácido sulfúrico, 2) unidades de producción de hidrógeno y nitrógeno, 3) planta de desalinización, 4) planta de tratamiento de químicos y desechos y 5) planta de generación eléctrica.

Las Unidades Complementarias incluyen ciertas obras adicionales tales como: 1) la construcción de almacenes y unidades de reparaciones, 2) la adquisición de un catalizador y productos químicos, 3) la construcción de nuevos tanques para nafta y crudo, 4) la integración de sistemas eléctricos y de telecomunicaciones, 5) implementación de un simulador de entrenamiento dinámico para el operador (sistema OTS), y 6) la instalación de un sistema de máquina de monitoreo, entre otros.

El contrato de las Unidades Auxiliares y Complementarias será a Suma Alzada y EPC (Llave en mano) tiene como fecha de término de construcción el año 2020. El contrato incluirá multas por demoras (sujeto a un 10% máximo). Es importante resaltar el interés de participar en la Licitación Pública, ya que hay 11 contratistas internacionales de prestigio precalificados. Se espera que la adjudicación se complete en Diciembre, 2017.

Con el fin de proporcionar confiabilidad a la unidad de generación eléctrica de la refinería, la Compañía llevará a cabo una Licitación Pública para la construcción y operación (en concesión) de las líneas de transmisión eléctrica. La Compañía espera seleccionar el contratista final a fines de Diciembre, 2017.

# Reporte Financiero



Con la refinería actualizada, Petroperú podrá diversificar su cartera de productos de la siguiente manera:



## OPERACIONES OLEODUCTO

El 15 de Setiembre, 2017 se lanzó en Iquitos el Programa Social a las comunidades indígenas vecinas al oleoducto. Desafortunadamente, el mismo día, el Oleoducto NorPeruano sufrió un ataque con la intención de robar petróleo, lo que causó dos derrames de petróleo en el Tramo I. Se aplicó el Plan de Contingencia y la reparación se realizó de inmediato, de modo que el derrame quedó contenido y el crudo se recuperó inmediatamente. Por lo tanto, se minimizó el impacto ambiental.

# Reporte Financiero



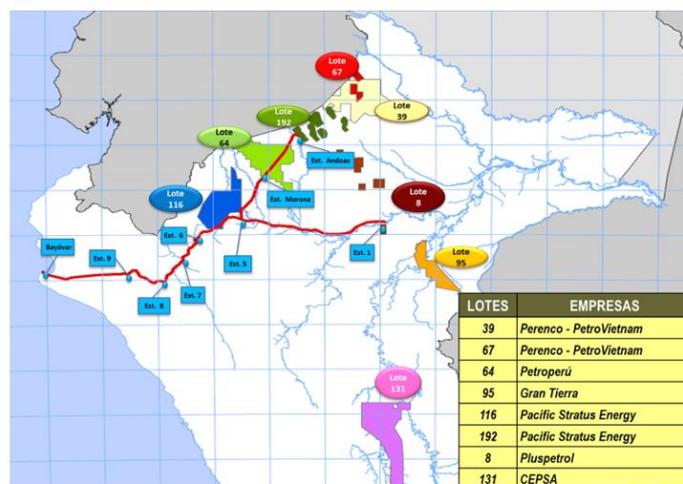
En ese momento, el Tramo I estaba operando desde Setiembre. Después del derrame de petróleo, el Tramo I reinició las operaciones el 28 de Setiembre, 2017, con transporte continuo. La capacidad de transporte del Tramo I es de 20,000 bbls/día (con una viscosidad de 700 cSt) y, a partir del 22 de Octubre, 2017, el total transportado alcanzó los 270,000 bbl. El Tramo I incluye la estación N° 1 y la estación N° 5, y transporta el crudo residual procesado en la refinería de Iquitos (4,000 bbls/día). El crudo residual es el resultado del crudo (Maynas) del Lote 8 (Pluspetrol, 7,000 bbls/día) y del crudo (Los Ángeles) del Lote 131 (CEPSA<sup>18</sup>, 2,000 bbls/día).

El Ramal Norte ha estado transportando crudo desde el 6 de Febrero, 2017, y actualmente está en modo de prueba con un raspador de conductos especializado ("smart pig"). Este tramo tiene una capacidad total de transporte de 30,000 bbls/día (con una viscosidad de 620 cSt), y al 22 de Octubre, 2017, el total transportado fue de 1,200,000 bbls. El Ramal Norte incluye las estaciones de Andoas y Morona y la estación N° 5, y transporta crudo (Loreto) desde el Lote 192 (Pacífico, 10.000 bbls/día). Desafortunadamente, el 18 de Setiembre, 2017, las comunidades indígenas que rodean el Lote 192 tomaron el campamento y las instalaciones operativas de Frontera, reclamando la remediación de pasivos ambientales pasados. Estas comunidades indígenas esperan negociar una consulta previa adicional ("consulta previa") con Frontera Energy antes de firmar cualquier nuevo acuerdo. Cabe señalar que esta consulta previa ya fue realizada por Frontera con las comunidades en el 2015, cuando se obtuvo la licencia, y de acuerdo con la ley no hay necesidad de una consulta previa adicional ya que el acuerdo de licencia y el operador son los mismos.

El Tramo II comenzó a operar el 26 de Junio, 2017 y ha transportado 1,500,000 bbls al 22 de Octubre, 2017. Este Tramo tiene una capacidad total de transporte de 100,000 bbls/día (con una viscosidad de 700 cSt). El Tramo II incluye las Estaciones #5, 6, 7, 8, 9 y la Terminal de Bayovar, y transporta crudo (Loreto) desde el Lote 192 (Frontera Energy, 10,000 bbls/día), y crudo residual desde la Refinería Iquitos. Por lo tanto, el Oleoducto NorPeruano está en funcionamiento, pero sin transportar petróleo.

La siguiente imagen muestra la posición estratégica del Oleoducto NorPeruano, al existir un potencial significativo de reservas probadas en la selva norte. Otro pozo potencial de petróleo es el Lote 64 de Geopark<sup>19</sup>. Geopark comenzará a producir a fines de 2019, con 10.000 barriles de petróleo por día (bpd) ya que ya tiene dos pozos perforados, y espera obtener el estudio de impacto ambiental aprobado para fines de 2018. Geopark tiene una participación de 75% en el Lote 64 y es socio de Petroperú que posee el 25% restante.

## Posición Estratégica del Oleoducto NorPeruano



Como se mencionó en el Reporte Financiero anterior, Petroperú ha firmado un acuerdo de 90 días (resientemente extendido a 180 días) con Techint para negociar un acuerdo de Joint Venture para la modernización y el mantenimiento del Oleoducto. Techint ha iniciado estudios básicos de ingeniería para modernizar el Oleoducto NorPeruano con el uso de nueva tecnología para evitar nuevos derrames. Techint presentará un estimado del costo total de inversión durante el 4T17, el cual se financiará fuera del balance de Petroperu.

<sup>18</sup> CEPSA: Compañía Española de Petróleos. [www.cepsa.com](http://www.cepsa.com)

<sup>19</sup> Geopark: Compañía independiente líder en Latinoamérica en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con activos y con plataformas de crecimiento en Chile, Colombia, Brasil, Perú y Argentina. [www.geo-park.com](http://www.geo-park.com)

# Reporte Financiero



La Compañía continúa invirtiendo en el Oleoducto NorPeruano, de forma que garantice un transporte estable. En lo que va del año, las inversiones de CAPEX para el Oleoducto NorPeruano alcanzan S/51MM, de un Presupuesto anual de S/110 millones. De igual forma, los gastos ambientales alcanzaron S/195.4 millones, de una provisión de S/321.8 millones.

## **ALQUILERES Y UNIDADES PRIVATIZADAS**

Este segmento corresponde al arrendamiento de determinadas instalaciones a terceros. Los ingresos reportados de este segmento se clasifican en Otros Resultados Operativos, alcanzando S/62.5 millones en el 3T17.

## **OTROS ASPECTOS QUE IMPACTAN EN LOS RESULTADOS NETOS**

### **GESTIÓN SOCIAL Y MEDIO AMBIENTAL**

El 10 de Julio, 2017 los miembros de la Comisión Interamericana de Derechos Humanos (CIDH) visitaron las áreas de influencia del Oleoducto Norperuano, confirmando que todos los trabajos de remediación ambiental se realizaron con éxito, protegiendo así el ecosistema. Como se mencionó en el Reporte de Resultados del 2T17, el Oleoducto NorPeruano sufrió 13 derrames de petróleo en el 2016, de los cuales 10 se debieron a cortes realizados intencionalmente por terceros para obtener beneficios de compensación y sustraer petróleo del Oleoducto con riesgo de afectación de la salud de las personas y el ambiente natural. Siguiendo las mejores prácticas de la industria y en cumplimiento con la legislación peruana, la Compañía implementó inmediatamente su plan de contingencia para enfrentar cada incidente con acciones específicas en tres rubros: operativo, social y ambiental. El plan de contingencia utiliza equipos especializados y personal altamente capacitado. Para así reparar fallas técnicas, brindar atención preventiva a las personas, asegurar el confinamiento y la recuperación del petróleo derramado, asegurar la limpieza y la remediación ambiental del área, y ejecutar evaluaciones técnicas del ambiente y los posibles impactos y riesgos sociales.

El 15 de Setiembre, 2017, Petroperú lanzó un programa especializado en desbroce y vigilancia participativa en alianza con las comunidades vecinas para proporcionar seguridad al Oleoducto y alertas tempranas de posibles amenazas de derrames (robo de petróleo o la intención de obtener beneficios de compensación social). Este programa también busca establecer un nuevo mecanismo sostenible para el empleo local y las relaciones con las comunidades vecinas al Oleoducto Norperuano.

El nuevo sistema de trabajo aumentará la dinámica económica del área y su formalización. Adicionalmente, se crearán oportunidades de empleo para los pobladores de las comunidades vecinas a través de un sistema de empleo local transparente, un nuevo esfuerzo de relacionamiento de la Empresa con las comunidades nativas. También se promoverá una gestión empresarial transparente pues se ordenará la participación de las empresas locales y el registro de proveedores calificados. Estas iniciativas permitirán a las empresas locales cumplir con sus obligaciones laborales y tributarias de manera oportuna.

El sistema incluye la contratación de mano de obra 100% local. Esta contratación se coordinará en las asambleas comunitarias, garantizando la transparencia total y la plena participación de la población, a través del trabajo rotativo. Se estima se generarán 700 empleos a lo largo del Oleoducto NorPeruano, que se implementarán gradualmente de manera permanente desde Octubre.

Desafortunadamente, inmediatamente después del lanzamiento del programa, Petroperú sufrió un nuevo atentado al Oleoducto Norperuano, causando dos derrames alrededor de Km 50 del Tramo I. Es importante resaltar la reacción inmediata de los trabajadores de Petroperú para activar el Plan de Contingencia y contener los derrames de petróleo. Cabe señalar, que los derrames fueron contenidos en el canal de flotación del ONP.

Desde el 2014, Petroperú realiza auditorías bancarias para cumplir con los Principios del Ecuador (EP) y los estándares de desempeño del IFC<sup>20</sup> en PMRT. La Compañía realiza un esfuerzo permanente para mejorar las prácticas sociales, de seguridad y medioambientales, y así alcanzar un desarrollo sostenible. En ese sentido, Petroperú ha decidido adherirse al marco de EP y estándares internacionales del IFC. Estos estándares incluyen sistemas y políticas de gestión empresarial, mejores prácticas en la industria, tendencias del mercado y preocupaciones

<sup>20</sup> IFC: Corporación Financiera Internacional, organismo que forma parte del Banco Mundial.

# Reporte Financiero



de grupos de interés. La última auditoría realizada en Julio, 2017 dió como resultado el cumplimiento en la implementación de los Principios de Ecuador y estándares de desempeño del IFC, y emitió 26 recomendaciones que se están implementando gradualmente.

Asimismo, durante el 3T17, la Compañía continuó con la implementación, integración corporativa y mejora de sus Sistemas de Gestión de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud (ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001).

## **ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL**

El 21 de Julio, 2017, el Directorio aprobó los niveles: 4 (Gerentes), 5 (Supervisores), y 6 (Empleados) de la estructura organizacional. Petroperú continua mejorando la organización, a través de las siguientes acciones: 1) definición de lineamientos estratégicos claros, 2) fortalecimiento a la cultura organizacional, 3) implementación de nuevas políticas de compensación, 4) implementación de programas de incentivos voluntarios, 5) fortalecimiento de las comunicaciones internas, 6) gestión de talentos y conocimientos, 7) actualización de políticas de RRHH, 8) reducción de Presupuesto, 9) optimización de Defensas Judiciales (Empleados) y 10) reducción de contingencias laborales, entre otros.

## **INTEGRIDAD**

Durante el 2T17, la Compañía implementó su "Sistema de Integridad", reafirmando su compromiso de actuar con transparencia y ética en todos los procesos. Todos los empleados han firmado el Código de Integridad, un compromiso de adherirse al Sistema de Integridad, reforzando nuestro Gobierno Corporativo, y por lo tanto nuestra reputación. La Compañía también ha instalado una Línea de Integridad, un canal de informes operado por una compañía independiente, que recibe inquietudes, irregularidades o informes sobre violaciones al Sistema de Integridad. Todos estos casos se revisan en el Comité de Integridad, que se reúne en sesiones semanales o quincenales, y está presidido por un Presidente Independiente.

Petroperú mejoró significativamente su posición en el ranking de las 100 empresas con mayor reputación en el país. De acuerdo con el Monitor Empresarial de Reputación Corporativa (MERCOS), Petroperú se ubicó en la posición 50, lo que significa una mejora de 40 posiciones en un año. El estudio MERCOS es una buena referencia de reputación corporativa. Este estudio evalúa la reputación de las empresas Latinoamericanas y españolas desde el año 2000. Para el 2017, MERCOS realizó 17,699 encuestas adaptadas a líderes de opinión, analistas financieros, periodistas de economía, sindicatos, asociaciones de consumidores, influyentes y profesores, etc., para obtener los resultados que han sido auditados por KPMG.

# Reporte Financiero



## Resumen Financiero

### Estado de Resultados

En Millones de Soles	2014	2015	2016	LTM 3T17	3T16	2T17	3T17	YoY <sup>(1)</sup>	QoQ <sup>(2)</sup>
Ventas Nacionales	12,941.7	10,541.9	10,302.7	11,455.6	2,663.3	2,757.2	2,994.4	12.4%	8.6%
Ventas al Exterior	1,811.1	1,001.2	896.4	1,215.3	236.9	256.9	377.2	59.3%	46.8%
Otros ingresos Operacionales	297.3	363.0	243.9	236.2	58.4	67.1	62.5	7.1%	-6.8%
<b>Total Ingresos</b>	<b>15,050.1</b>	<b>11,906.1</b>	<b>11,443.0</b>	<b>12,907.1</b>	<b>2,958.6</b>	<b>3,081.2</b>	<b>3,434.2</b>	<b>16.1%</b>	<b>11.5%</b>
Costo de Ventas	-14,101.6	-9,884.2	-9,529.4	-11,176.3	-2,531.7	-2,793.7	-2,800.0	10.6%	0.2%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	-93.7%	-83.0%	-83.3%	-86.6%	-85.6%	-90.7%	-81.5%	-	-
Ganancia Bruta	948.5	2,021.9	1,913.6	1,730.8	426.8	287.5	634.2	48.6%	120.6%
Margen Bruto (%)	6.3%	17.0%	16.7%	13.4%	14.4%	9.3%	18.5%	-	-
Gastos Operativos	-1,088.8	-1,076.8	-1,517.7	-1,166.9	-412.4	-90.0	-249.4	39.5%	-177.2%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	-7.2%	-9.0%	-13.3%	-9.0%	-13.9%	-2.9%	-7.3%	-	-
Resultado Operativo	-140.3	945.1	395.9	563.9	14.5	197.5	384.8	2556.8%	94.8%
Margen operativo (%)	-0.9%	7.9%	3.5%	4.4%	0.5%	6.4%	11.2%	-	-
Resultado Neto	-218.4	502.7	177.5	401.3	-53.0	141.2	269.3	607.8%	90.6%
Margen Neto (%)	-1.5%	4.2%	1.6%	3.1%	-1.8%	4.6%	7.8%	-	-
EBITDA Ajustado	234.8	1,242.2	1,128.6	964.0	254.1	92.1	461.1	81.5%	400.8%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	1.6%	10.4%	9.9%	7.5%	8.6%	3.0%	13.4%	-	-

<sup>(1)</sup> Year-over-year (YoY): Compara los resultados financieros con los del mismo período del año anterior.

<sup>(2)</sup> Quarter on quarter (QoQ): Compara los resultados financieros entre un trimestre y el trimestre anterior.

### Estado de Flujo de Efectivo

En Millones de Soles	2014	2015	2016	LTM 3T17	3T16	2T17	3T17
Flujo de caja operativo	-129.6	782.7	500.9	500.9	-749.8	-1,611.3	723.7
Flujo de actividades de Inversión	-1,416.8	-1,844.5	-2,963.9	-2,963.9	-686.7	-572.2	-628.0
Flujo de caja de actividades de Financiamiento	1,925.2	699.9	2,695.4	2,695.4	1,611.7	5,755.8	-1,379.1

### Estado de Situación Financiera

En Millones de Soles	2014	2015	2016	LTM 3T17	3T16	2T17	3T17
Activo Corriente	3,374.3	2,782.1	3,857.4	8,088.2	3,943.8	8,968.9	8,088.2
Activo no Corriente	4,748.3	6,614.3	10,176.5	11,233.9	9,058.6	10,661.1	11,233.9
<b>Total Activos</b>	<b>8,122.6</b>	<b>9,396.3</b>	<b>14,033.9</b>	<b>19,322.0</b>	<b>13,002.4</b>	<b>19,629.9</b>	<b>19,322.0</b>
Deuda Financiera a Corto Plazo	3,485.4	2,498.5	5,751.7	4,207.9	5,376.0	5,688.2	4,207.9
Deuda Financiera a Largo Plazo	0.0	1,422.1	836.4	6,517.8	988.2	6,493.6	6,517.8
<b>Total Deuda Financiera</b>	<b>3,485.4</b>	<b>3,920.6</b>	<b>6,588.1</b>	<b>10,725.6</b>	<b>6,364.2</b>	<b>12,181.9</b>	<b>10,725.6</b>
Otros Pasivos	1,999.8	2,272.9	3,696.3	3,174.2	2,677.4	2,292.9	3,174.2
<b>Total Pasivo</b>	<b>5,485.1</b>	<b>6,193.5</b>	<b>10,284.4</b>	<b>13,899.8</b>	<b>9,041.6</b>	<b>14,474.8</b>	<b>13,899.8</b>
Patrimonio	2,637.5	3,202.9	3,749.5	5,422.2	3,960.8	5,155.2	5,422.2
<b>Total Pasivo + Patrimonio</b>	<b>8,122.6</b>	<b>9,396.3</b>	<b>14,033.9</b>	<b>19,322.0</b>	<b>13,002.4</b>	<b>19,629.9</b>	<b>19,322.0</b>
Pasivo Corriente	4,827.2	4,022.2	9,166.8	7,098.7	7,697.9	7,661.7	7,098.7
Capital de Trabajo	-1,452.9	-1,240.1	-5,309.4	989.4	-3,754.2	1,307.2	989.4