

PetroPerú¹ Informe de Resultados del segundo trimestre 2017 – 2T17²)

Lima, Perú, 1 de Agosto del 2017: PetroPerú (OTC: PETRPE) anunció resultados financieros y operativos para el trimestre finalizado el 30 de Junio de 2017. Véase también el Informe de Revisión de Auditores Independientes para un análisis integral de los Estados Financieros Intermedios No Auditados.

Durante el presente trimestre, las operaciones de la Compañía se caracterizaron por la reestructuración del portafolio de productos priorizando la comercialización de Diesel B5 S-50³ con menor contenido de azufre, y la realización de antiguas existencias a mayores precios de compra. Como se esperaba, ambas situaciones incrementaron el Costo de Ventas afectando la Utilidad Bruta de la Compañía. Actualmente, el Gobierno exige a las empresas productoras de hidrocarburos a comercializar Diesel B5 S-50 con menor contenido de azufre (no más de 50 ppm⁴) en todo el país (Decreto Supremo N°038-2016-EM). Esta regulación ha ido incrementando gradualmente la extensión de cobertura a distintas provincias. Así, el 1 de Enero del 2017, se modificó este decreto para incluir la comercialización de Diesel B5 S-50 en 9 departamentos adicionales (Ancash, Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Huánuco, Huancavelica, Ica, Lambayeque y Pasco). Como se esperaba, el cambio en el portafolio de productos, afectó la Utilidad Bruta de la Compañía, ya que los costos de las importaciones (de productos refinados finales) para el Diesel B5 S-50 son significativamente más altos en comparación con los costos de insumos y producción del Diesel B5⁵. Esta es la principal razón para construir y modernizar la Refinería Talara, ya que siempre será más caro importar el producto final y transferir el costo a los consumidores finales, que refinar y producir el Diesel B5 S-50 en Talara. Desafortunadamente, la Utilidad Bruta seguirá siendo ajustada hasta que la nueva refinería inicie operaciones.

PetroPerú recientemente renovó un contrato comercial de 7 años con Primax (renovable a los tres años y medio). De esta manera, la Compañía continúa construyendo una cartera comercial con flujos predecibles, sostenibles y a largo plazo.

En cuanto a las inversiones, PetroPerú continuó progresando en la ejecución del PMRT⁶, el que requiere un total de inversión de US\$5.4 billones. Hasta el momento, se ha registrado un avance del 61.5% frente al 65.4% del cronograma del Proyecto. Continuando con la construcción, el 4 de Julio del 2017, la Compañía anunció una convocatoria a Licitación Pública para la adjudicación de las Unidades de Servicios Auxiliares y Obras Adicionales. Este proceso de adjudicación finalizará en el 4T17.

Otro aspecto destacado en el trimestre, es el esfuerzo desplegado por la Compañía para reiniciar las operaciones del Oleoducto NorPeruano. El Tramo II ha sido completamente reparado y reinició sus operaciones en Junio. El Ramal Norte está en modo de prueba, pero ya transportando crudo. El Tramo I se espera que comience a operar en Septiembre. La Compañía espera que el oleoducto comience operaciones en su totalidad en el tercer trimestre del presente año.

En ese sentido, y con el fin de proporcionar una operación segura y permanente en el oleoducto, PetroPerú ha firmado recientemente un acuerdo a 90 días con Techint⁷ para negociar un contrato de Joint Venture para la reparación y mantenimiento del oleoducto. Debe precisarse que este acuerdo no significa una concesión, sino un acuerdo para evaluar un futuro Joint Venture para darle mantenimiento al oleoducto (el mismo que será operado por los trabajadores de PetroPerú). Techint ha iniciado estudios de ingeniería básica para modernizar el Oleoducto NorPeruano con el uso de tecnología de punta, y así evitar nuevos derrames. La inversión se estima entre US\$500 y US\$800 millones y no formará parte de la estructura de capitalización de PetroPerú.

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

² Por el periodo de tres meses terminado en junio 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.

³ ULSD: Ultra Low Sulphur Diesel or "Diesel B5 S-50 (ULSD)". Diesel con bajo contenido de Azufre.

⁴ Partes por millón.

⁵ HS: High Sulphur Diesel or "Diesel B5 (HS)". Diesel con alto contenido de Azufre

⁶ Proyecto Modernización Refinería Talara.

⁷ Techint Engineering & Construction, proporciona servicios de gestión de proyectos, ingeniería, adquisiciones y construcción a nivel mundial para proyectos a gran escala en los sectores de Obras Públicas de Petróleo y Gas, Energía, Minería, Infraestructura y Arquitectura y Plantas Industriales. <http://www.techint-ingenieria.com/en/about-us>

Reporte Financiero



De manera similar, para asegurar el suministro sostenido de petróleo para el oleoducto y la refinería en el futuro, PetroPerú ha suscrito un Memorando de Entendimiento con Frontera Energy⁸ (actualmente operador del Bloque 192) para firmar -de darse las condiciones- un Acuerdo de Operación Conjunta para operar el bloque 192 durante 30 años. Perú-Petro⁹ se encuentra calificando a ambos candidatos en forma conjunta, y espera terminar el proceso de calificación en Agosto. Si Perú-Petro emite una opinión favorable, Frontera Energy & PetroPerú pueden iniciar la operación del Bloque 192 inmediatamente.

Durante el segundo trimestre del 2017, PetroPerú continuó fortaleciendo los niveles de liquidez y flexibilidad financiera necesarios para el financiamiento del PMRT. Así, el 12 de Junio del 2017, PetroPerú cerró con éxito dos emisiones de bonos a tasas de interés atractivas (US\$1 billón a 4.75% con vencimiento al 2032 y US\$ 1billón a 5.625% con vencimiento al 2047) para financiar el PMRT. Con parte de los fondos obtenidos por la emisión de bonos, la Compañía ha reducido la deuda a corto plazo del PMRT y usado fondos para CAPEX.

Adicionalmente a las emisiones de bonos, PetroPerú obtuvo recientemente la aprobación final de una garantía de US\$1.3 billones de CESCE¹⁰. Esta garantía permitirá obtener un préstamo sindicado a largo plazo para financiar el PMRT. Una vez cerrado el préstamo sindicado (previsto para Octubre del 2017), PetroPerú alcanzará la estructura de capitalización de US\$4 billones anunciada en el roadshow de bonos. La parte restante a la estructura total de capitalización será financiada mediante una última emisión de bonos por US\$1 billón, la que se realizará en el 2019.

Finalmente, el 31 de Julio del 2017, el Sr. César Ramírez Lynch renunció como Gerente General, por razones personales. El Directorio ha designado al Sr. Esteban Bertarelli (actual Gerente Corporativo de Refinación) como Gerente General Interino a fin de asegurar la continuidad y liderar los esfuerzos para completar los objetivos principales de PetroPerú: 1) la finalización del PMRT; 2) la modernización del Oleoducto NorPeruano, y el cambio de su modelo de negocio; 3) la mejora continua de las prácticas sociales y ambientales; 4) la finalización de la nueva estructura organizacional; y 5) la implementación de un sistema de integridad comprometida y activo.

RESUMEN FINANCIERO Y OPERACIONAL

- El flujo de caja del segundo trimestre alcanzó S/.3,898 millones comparado con S/.364.7 millones en el 2T16.
- El flujo de caja de las actividades operativas disminuyó a S/-.1.611.3 millones, debido principalmente por: 1) mayores costos de ventas, 2) S/.976.5 millones colocados en depósitos en efectivo a corto plazo (depósito temporal que tiene un efecto contable sobre el flujo de caja), y 3) mayores pagos de impuestos. El flujo de caja operativo, sin considerar el efecto de los depósitos a corto plazo, sería de S/-.634.8 millones.
- La Utilidad Neta del trimestre fue de S/.141.2 millones, lo que representa una disminución de 48.7% YoY¹¹, principalmente como resultado del mayor costo de ventas el cual aumentó 36.3% debido a mayores costos de inventario, y la introducción del Diesel B5 S-50 al portafolio de productos. La Utilidad Neta se benefició parcialmente por otros ingresos que totalizaron S/.147.6 millones (principalmente por devoluciones de impuestos de SUNAT¹²), y menores gastos de administración.
- La Utilidad Operativa disminuyó a S/.197.5 millones en el 2T17 comparado con S/.385.1 millones en el 2T16 debido a la menor Utilidad Bruta por mayores costos de inventarios.
- El EBITDA ajustado¹³ disminuyó a S/.92.1 millones YoY. El Margen EBITDA alcanzó el 3% frente al 15.8% alcanzado en el 2T16.
- Durante el 2T17, los ingresos aumentaron 14.8% comparado con el 2T16, impulsado tanto por el volumen como por los aumentos de los precios en el período. Los ingresos locales crecieron 12.1% YoY, mientras que las Exportaciones crecieron 61.9% YoY.
- El volumen total de ventas aumentó a 141.4MBDC en el 2T17 desde 137.6MBDC en el 2T16, debido principalmente a mayores exportaciones (principalmente Diesel 2)¹⁴. El volumen de productos refinados disminuyó ligeramente a 99.9MBDC en el 2T17 de 100.2 MBDC en el 2T16.

⁸ Frontera Energy Corp. Es una empresa pública Canadiense y un destacado explorador y productor de crudo y gas natural, con operaciones concentradas en América Latina. La Compañía tiene una cartera diversificada de activos con participación en más de 25 bloques de exploración y producción en Colombia y Perú. <http://www.fronteraenergy.ca/about-ep/>

⁹ PERUPETRO S.A. Es la empresa estatal, responsable de promover, negociar, suscribir y monitorear los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú. <http://www.perupetro.com.pe/>

¹⁰ Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación.

¹¹ YoY: Compara los resultados financieros del periodo actual con los de similar periodo del año anterior

¹² SUNAT: Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria.

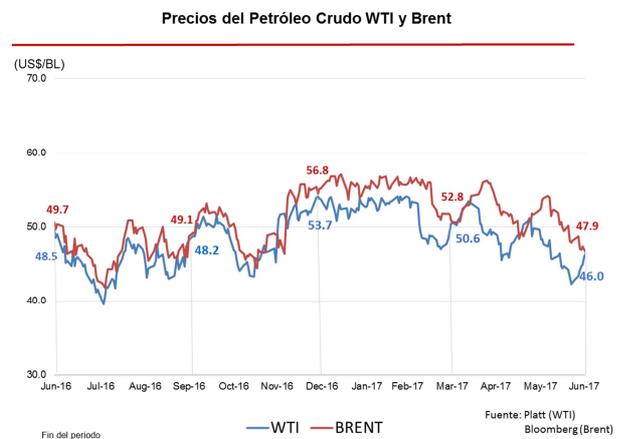
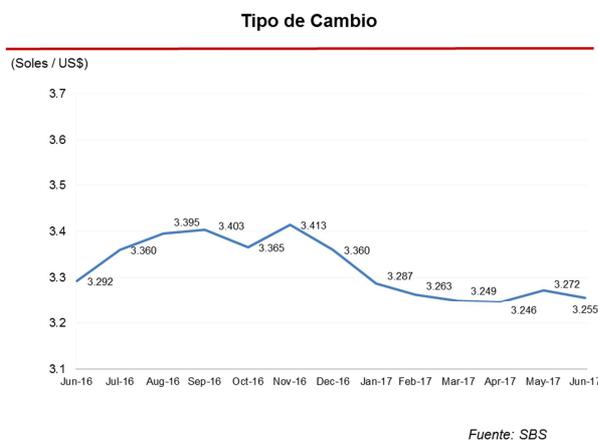
¹³ EBITDA es definido como Ingresos Netos más Impuesto a la Renta más Participación de los Trabajadores menos los Ingresos Financieros más el Costo Financiero más Amortización y Depreciación. El EBITDA

ajustado se define como: EBITDA más los otros ingresos y gastos netos y las diferencias de cambio netas.

¹⁴ Diesel (sin Biodiesel).

ENTORNO MACROECONÓMICO

Durante los últimos doce meses, el precio del petróleo WTI disminuyó a US\$46/bbl al final de Junio de 2017 versus US\$48.5/bbl al final de Junio de 2016, con precios que ascendieron a US\$53.7 en diciembre de 2016 y disminuyeron durante los últimos 6 meses. El promedio de WTI durante el 2T17 alcanzó US\$48/bbl en comparación con US\$45.5/bbl durante el 2T16. Del mismo modo, el precio del Brent se redujo a US\$47.9/bbl a finales de Junio de 2017, desde US\$49.7/bbl a fines de Junio de 2016, con fluctuaciones que alcanzaron un máximo de US\$56.8/bbl en Diciembre de 2016. Los precios continúan en niveles bajos y volátiles. A pesar que la OPEP decidió recortar la producción para acelerar la caída de los inventarios mundiales de petróleo, los analistas esperan que los precios del petróleo sigan ajustándose.



Los precios del mercado local se determinan teniendo en cuenta los precios internacionales del crudo y subproductos (Precios de Paridad de Importación calculados por PetroPerú). Los precios se expresan en soles a tipos de cambio vigentes, considerando las normas legales que fueron emitidas en años anteriores de acuerdo con el Fondo de Estabilización de Precios de Combustible. A través de este Fondo, el Gobierno Peruano puede realizar compensaciones o recibir contribuciones para estabilizar los precios a los consumidores finales. Este mecanismo, mitiga el efecto de los cambios en los precios de algunos productos, los que no se trasladan al consumidor final. Actualmente, el Fondo de Estabilización de Precios se aplica al GLP (envasado), al Diesel B5¹⁵ (para vehículos) y al combustible para la generación de electricidad.

Por lo tanto, el Fondo de Estabilización de Precios proporciona una cobertura natural para las variaciones de precios (debido al tipo de cambio). Sin embargo, en caso de caída de los precios del crudo, el Margen Bruto puede verse afectado, ya que los antiguos precios de compra de petróleo y productos refinados pueden ser significativamente más altos que los precios de venta.

Adicionalmente, la forma como la IAS 2 "Inventario" registra los costos de inventario, puede impactar la Utilidad Bruta, ya que obliga a la Compañía a valorizar los inventarios al menor costo o valor neto de realización al final del período. En otras palabras, este método de contabilidad considera el menor precio de compra al contado (petróleo o producto refinado) al momento de la compra o valor de mercado al final del período. Por lo tanto, en una situación de caída de los precios de las materias primas y ciclos de efectivo más altos, el Costo de Ventas puede aumentar. Nótese que la empresa utiliza el método de valorización FIFO.

En cuanto a las fluctuaciones del tipo de cambio, la apreciación del sol ha tenido un ligero impacto en la Utilidad Neta, ya que la Compañía tiene una exposición significativa en dólares por sus pasivos a largo plazo. Sin embargo, durante los últimos 6 meses, la apreciación del sol favoreció a la utilidad neta en S/.146 millones. La empresa compra petróleo en dólares, y los ingresos en su mayoría se realizan en soles. Existe una cobertura natural cuando el efecto del tipo de cambio se incorpora en el precio. La Compañía utiliza instrumentos derivados a corto plazo (forwards) para tenores de hasta 1 año, para cubrir obligaciones de corto plazo en US\$.

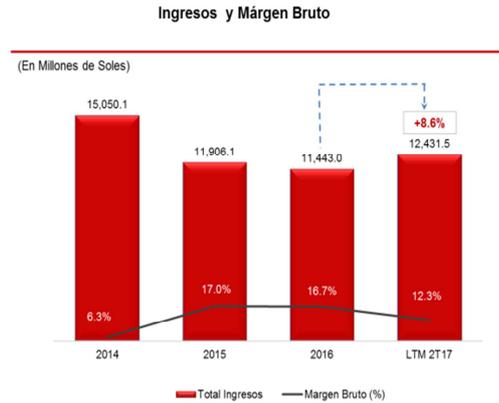
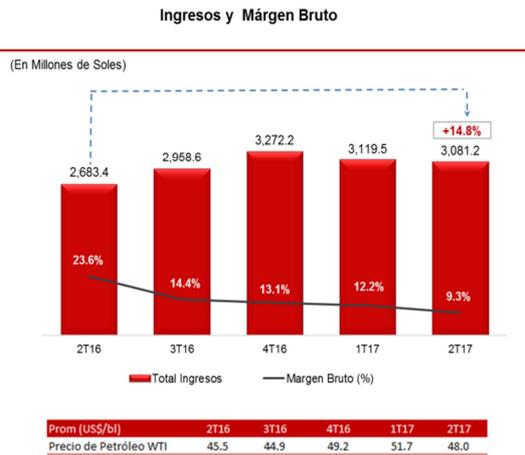
¹⁵ HS: High Sulphur Diesel or "Diesel B5 (HS)". Diesel alto contenido de azufre.

Reporte Financiero



RESULTADOS FINANCIEROS

ESTADO DE RESULTADOS



Los Ingresos alcanzaron S/. 3,081.2 millones en el 2T17, un incremento de 14,8% YoY debido principalmente a mayores precios de productos finales durante el 2T17. Las ventas locales aumentaron 12,1%, de S/.2,459 millones en el 2T16 a S/.2,757.2 millones en el 2T17, como consecuencia de los aumentos de precios. Las exportaciones aumentaron 61,9% YoY, de S/.158.7 millones a S/.256.9 millones, debido a mayores volúmenes y aumento de precios. La Compañía está exportando Diesel 2 para satisfacer la demanda de este producto a nivel internacional. Los Ingresos Totales disminuyeron ligeramente QoQ¹⁶, debido a una reducción en los precios de insumos durante el 2T17.

Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS	VOLUMEN (In MBD)			VENTAS (En Millones de Soles)			
	2016 2T	2017 2T	YoY	2016 2T	2017 2T	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES							
GLP	15.0	12.0	-19.9%	189.9	147.6	-22.3%	4.9%
Gasolina 97 / Gasohol 97	1.6	1.8	0.2%	36.3	41.6	14.5%	1.4%
Gasolina 95 / Gasohol 95	4.1	4.5	8.1%	91.0	112.8	24.0%	3.7%
Gasolina 90 / Gasohol 90	17.3	17.6	1.8%	357.4	419.9	17.5%	13.9%
Gasolina 84 / Gasohol 84	7.9	7.1	-9.6%	161.4	170.7	5.8%	5.7%
Turbo A-1	2.6	3.0	14.4%	64.0	76.7	19.8%	2.5%
Diesel B5 (Incluido Biodiesel B100)	26.4	14.0	-47.0%	518.1	273.6	-47.2%	9.1%
Diesel B5 S-50	40.4	54.9	35.7%	923.3	1,358.6	47.1%	45.1%
Petróleo Industrial	2.2	4.3	98.8%	29.3	52.3	78.8%	1.7%
Bunkers (Residual Marino)	4.2	3.4	-18.9%	38.9	47.1	21.2%	1.6%
Asfaltos (Líquido & Sólido)	2.0	1.3	-34.2%	34.6	22.9	-34.0%	0.8%
Otros ⁽¹⁾	0.4	0.4	16.3%	14.8	33.5	126.7%	1.1%
Total Ventas Locales	124.0	124.1	0.0%	2,459.0	2,757.2	12.1%	91.5%
EXPORTACIONES							
Nafta Virgen	2.2	2.3	7.2%	32.3	30.0	-7.1%	1.0%
N6 Fuel Oil, Crude Reducido, Petróleo Industrial 50	8.7	9.4	7.4%	78.7	120.0	52.5%	4.0%
Diesel 2	0.7	3.9	442.6%	13.4	71.2	430.7%	2.4%
Otros ⁽²⁾	2.0	1.7	-11.0%	34.2	35.6	4.0%	1.2%
Total Exportaciones	13.5	17.3	27.8%	158.7	256.9	61.9%	8.5%
Total Ventas Locales & Exportaciones	137.6	141.4	0.0%	2,617.7	3,014.1	15.1%	

Otros Ingresos Operaciones

TOTAL INGRESOS

67.1

3,081.2

⁽¹⁾ Solventes, Gasolina de Aviación y Ácido Nafteénico

⁽²⁾ Turbo A1, IFO's, Asfaltos y Gasolinas

¹⁶ QoQ: Comparación resultados de un período trimestral con el período anterior.

Reporte Financiero



Diesel B5 S-50 (bajo contenido de azufre): Este producto se ha convertido en el principal contribuyente a los Ingresos, con una participación de 45.1% del total de Ingresos. PetroPerú ha incrementado gradualmente su comercialización a nivel nacional según la regulación emitida por el Gobierno. Así, las Ventas de Diesel B5 S-50 han aumentado 47,1%. Como se mencionó anteriormente, los márgenes del Diesel B5 S-50 son menores en comparación con los del Diesel B5, y han sido muy volátiles durante los últimos 12 meses. Estos márgenes oscilaron entre US\$5.94/bbl en Julio de 2016 y US\$13.5/bbl en Octubre de 2016. Actualmente, se encuentra en US\$11.5/bbl aprox. PetroPerú importa Diesel B5 S-50, y espera poder producirlo localmente con la modernización de la Refinería Talara.

La mayor parte de este producto se vende a los mayoristas: Primax, Numay y Pecsá. 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, Las Bambas (minería) y Samay I, Electro Oriente (electricidad), entre otros.

Diesel B5 (alto contenido de azufre): Al ser sustituido por el diesel de bajo contenido de azufre, las ventas han disminuido significativamente. La Compañía reprocesa la mayor parte del excedente para una mayor refinación y generación de una rentabilidad adicional. Los precios de Diesel a nivel local oscilaron entre US\$82/bbl y US\$83.9/bbl durante los últimos 12 meses, significativamente más altos en comparación con los precios de exportación, que oscilan entre US\$58/bbl y US\$73/bbl en el mismo período. Las ventas se concentran en el norte del Perú: Piura, Tumbes, La Libertad. Entre los clientes más importantes se encuentran los mayoristas, minoristas (estaciones de servicios afiliadas a PetroPerú - Petrored), otras estaciones de servicios privadas, agroindustrias, clientes pesqueros, y algunas empresas generadoras de electricidad (Electro Oriente).

Gasolina 90: Esta gasolina representa el 13.9% de los Ingresos. Las Ventas han aumentado 17.5% YoY principalmente impulsado por aumentos de precios. Las ventas están dirigidas a mayoristas, minoristas (Petrored), otras estaciones privadas de gas y las fuerzas armadas.

Gasolina 84: Esta gasolina representa el 5.7% de los Ingresos. Las Ventas aumentaron 5.8% YoY, a pesar de una disminución significativa en el volumen. Esto se debe a que la demanda requiere gasolina de mayor octanaje 90/95. Las Ventas se concentran en el este del Perú (Amazonas) principalmente. Las Ventas están dirigidas principalmente a mayoristas y minoristas.

GLP: Gas Licuado de Petróleo, representa el 4.9% de los Ingresos. Sus Ventas disminuyeron 22.3% YoY, tanto por volumen como por precio. Pluspetrol es el líder del mercado, y tiene casi el monopolio. PetroPerú refina parte del GLP, y compra el resto a Pluspetrol. Recientemente, un nuevo competidor Abastible (exSolgas) entró en el mercado con bajos niveles de precios, lo que ha creado una guerra de precios con Pluspetrol.

Exportaciones Residuales: Representan el 4% de Ingresos. Bolivia es el principal importador de Diesel 2.

Ingresos por Productos

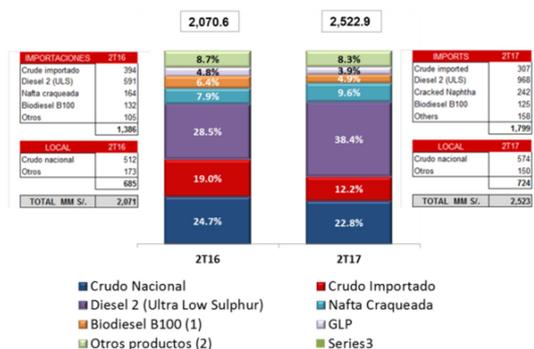
(En Millones de Soles)

LTM 2T 2017	
LOCAL REVENUES	
GLP	677.9
Gasolina 97 / Gasohol 97	163.9
Gasolina 95 / Gasohol 95	435.8
Gasolina 90 / Gasohol 90	1,646.3
Gasolina 84 / Gasohol 84	696.4
Turbo A-1	297.0
Diesel B5 (Incluidos Biodiesel B100 + Descuentos)	2,051.3
Diesel B5 S-50	4,591.6
Petróleos Industriales	173.2
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2)	185.2
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido	118.5
Otros (1)	87.3
Total Ingresos Locales	11,124.4
EXPORTACIONES	
Nafta Virgen	278.9
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	461.3
Diesel 2	227.2
Otros (2)	107.5
Total Exportaciones	1,074.9
TOTAL INGRESOS	12,199.4

% Participation	
7 Products	86.6%
Diesel B5 S-50	37.6%
Diesel B5 (Incluido Biodiesel B100)	16.8%
Gasolina 90 / Gasohol 90	13.5%
Gasolina 84 / Gasohol 84	5.7%
Gasolina 97 / Gasohol 97	5.6%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido,	3.8%
Gasolina 95 / Gasohol 95	3.6%
3 Products	67.9%
Diesel B5 S-50	37.6%
Diesel B5 (Incluido Biodiesel B100)	16.8%
Gasolina 90 / Gasohol 90	13.5%
Ingresos Locales	91.2%
Exportaciones	8.8%

Compras

(En Millones de Soles)



(1) Insumo para la formulación de Diesel B5.

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

(1) Solventes, Gasolina de Alación and Ácido nafténico
(2) Turbo AL, IFO's, Asfaltos y Gasolinas

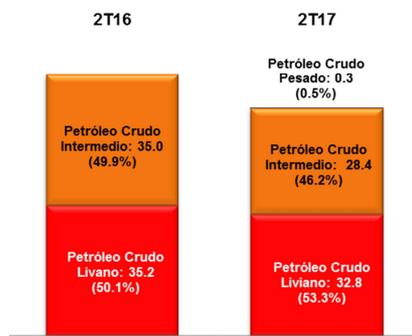
Reporte Financiero



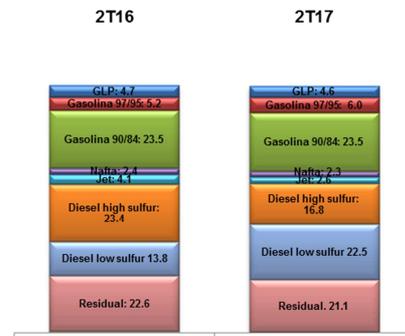
Para obtener productos refinados, la Compañía procesa crudo y lo mezcla con productos intermedios adquiridos de terceros. El petróleo procesado en nuestras refinerías procede tanto del mercado local como del internacional. El crudo local, proviene principalmente de la zona de Talara, y se compra considerando una canasta de precios promedio del petróleo. El volumen de crudo comprado localmente aumentó 1.3% en el 2T17, comparado con el 2T16. Sin embargo, las compras de crudo (en soles) disminuyeron 13.8% durante el mismo período, como resultado de aumentos de precios. El crudo nacional actualmente representa el 27.5% del total de compras. Este es un insumo para la elaboración de gasolina, diesel, productos residuales. Al ser crudo ligero, la rentabilidad del crudo nacional es mayor que la del crudo pesado (que generalmente se importa o compra localmente de la Selva), 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 pero más difícil de refinar) debido a las nuevas unidades de refinación que entrarán en operación.

La importación de petróleo corresponde al 12,2% del total de compras en nuestras refinerías, y se encuentra disminuyendo. El volumen de compras disminuyó un 32,9% YoY, mientras que las importaciones de petróleo disminuyeron un 22%, reflejando así la reducción en las cargas de petróleo al proceso de producción para reducir la producción de Diesel B5.

Detalle del Petróleo Crudo



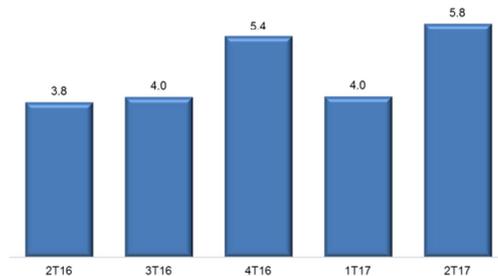
Rendimiento del Producto



Tanto el crudo nacional como las importaciones de crudo están siendo reemplazados por el aumento de las importaciones de Diesel B5 S-50 (bajo contenido de azufre), el cual hoy representa el 38.4% del total de compras. Es importante recordar, que el Diesel B5 S-50 es un producto final importado, que no necesita refinación adicional. El margen comercial del Diesel B5 S-50 es significativamente más bajo en comparación con el del Diesel B5 refinado en Talara. Por lo tanto, la necesidad de construir la nueva refinería para serían más altos (siempre será más barato refinar diesel localmente que importar el producto final). Especialmente, si el petróleo crudo que se procesa se puede comprar localmente en Talara.

Márgen de Refinación Neto ⁽¹⁾

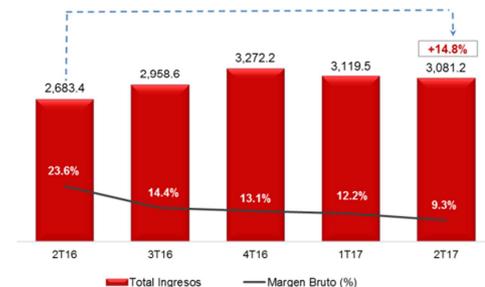
(US\$/BL)



(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)

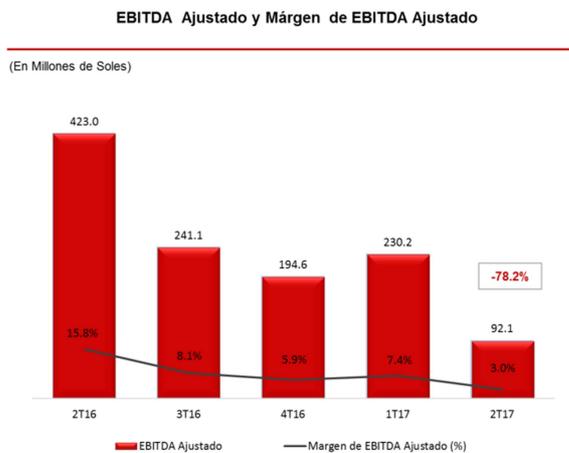


Prom (US\$/bl)	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17
Precio de Petróleo WTI	45.5	44.9	49.2	51.7	48.0

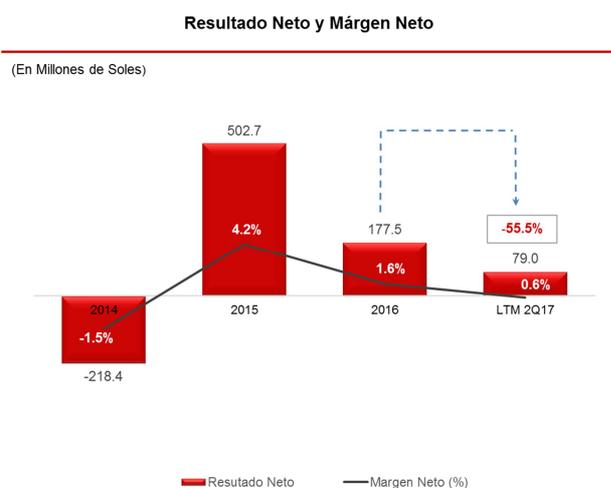
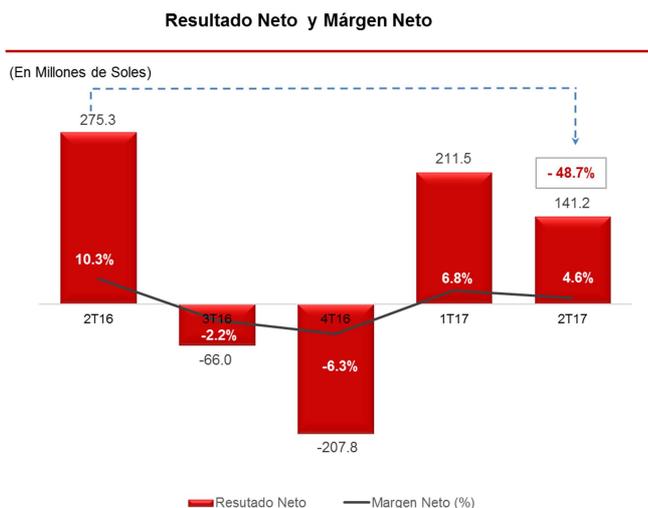
Reporte Financiero



Como se explicó anteriormente, la forma en que IAS 2 "Inventario" registra los costos de inventarios puede afectar la Utilidad Bruta, ya que obliga a la Compañía a valorizar los inventarios (aplica para productos refinados de petróleo) al menor valor entre el costo o el valor neto de realización al final del período. En otras palabras, este método de contabilidad considera el menor precio spot de compra (producto refinado de petróleo) al momento de la compra, o valor de mercado de este producto al final del período. Por lo tanto, en una situación de caída de los precios de las materias primas y ciclos de efectivo más altos (que ocurrió en el 2T17), el Costo de Ventas puede aumentar. Por el contrario, el Margen Neto de Refinación registra el precio real de compra del crudo y se le resta el precio de los productos refinados extraídos de ese crudo (a valores de mercado), más los costos operativos correspondientes. El Margen Neto de Refinación es un indicador real de la rentabilidad total de las operaciones de refinación de PetroPerú. Como puede verse, el Margen de Refinación Neto aumentó 52,6% de US\$3.8/bbl en el 2T16 a US\$5.8/bbl en el 2T17.



PetroPerú generó S/.92.1 millones en EBITDA Ajustado en el 2T17, comparado con S/.423 millones en el 2T16, como resultado de una menor Utilidad Bruta. El EBITDA ajustado para los últimos 12 meses alcanzó S/.758 millones, una disminución significativa en comparación con años anteriores. Durante los años 2015 y 2016, PetroPerú obtuvo una mayor Utilidad Bruta debido a la realización de antiguos inventarios de productos crudos y refinados (a precios significativamente menores).



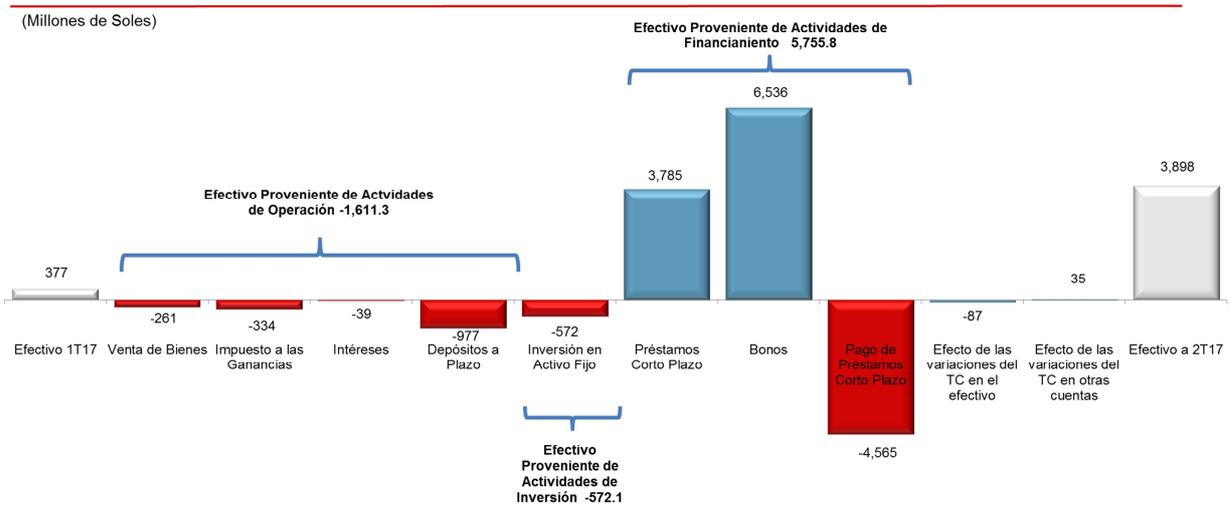
Reporte Financiero



La Utilidad Neta del período alcanzó S/.141.2 millones. La Utilidad Neta se benefició parcialmente de Otros Ingresos de S/.147.6 millones (principalmente por devoluciones de impuestos de SUNAT), y menores gastos de administración.

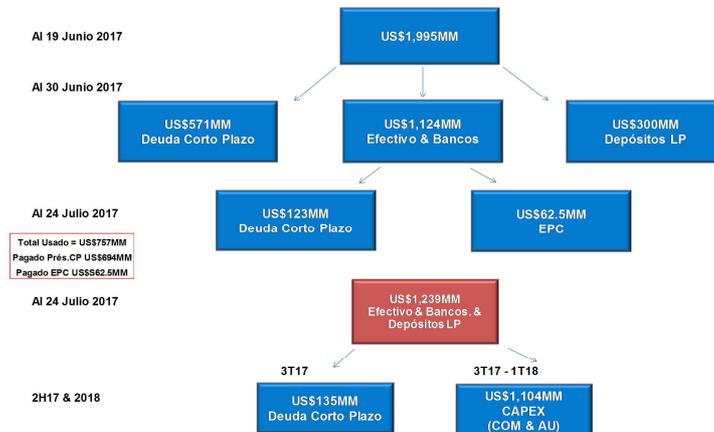
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis Flujo de Efectivo 2T17



PetroPerú registró resultados positivos durante el 2T17, con S/.3.9 billones de Flujo de Caja, después de la emisión de bonos. El Flujo de Caja Operativo se vió afectado por una menor Utilidad Neta, mayores gastos de capital de trabajo y mayores costos de inventario. Cabe mencionar que, S/.976.5 millones producto de la emisión de los bonos se registraron en una Cuenta de Depósito de Corto Plazo hasta el 3T17, período en el que se utilizará para pagar CAPEX y los préstamos de corto plazo existentes del PMRT. El Flujo de Caja Operativo, sin considerar el efecto de los depósitos a corto plazo, sería de S/.- 634,8 millones. Para mayor análisis, revisar la Nota 27 de los Estados Financieros Trimestrales.

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



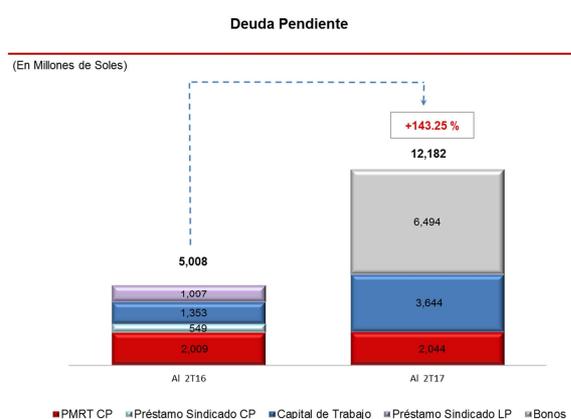
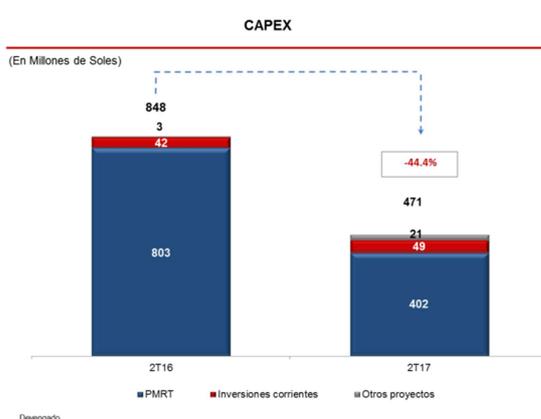
Notes:
1. GOM = Unidades Complementarias
2. AU = Unidades Auxiliares

Reporte Financiero



El Flujo de Caja de las Actividades de Inversión alcanzó S/.572.2 millones en el 2T17 comparado con S/.1.1 billones en el 2T16, impulsado por las inversiones del PMRT. Las inversiones de capital presentan una desaceleración en comparación con el 2T16, ya que la mayor parte del equipo pesado se compró durante el 2016. En el gráfico de CAPEX que se muestra a continuación se refiere a la inversión devengada.

El Flujo de Caja de las Actividades de Financiamiento se incrementó a S/.5.8 billones en el 2T17, comparado con S/.705.7 millones en el 2T16. Este incremento se debió a: 1) la obtención de S/.3.8 billones en préstamos a corto plazo (US\$ 337 millones fueron obtenidos para pagar el préstamo sindicado de US\$375 millones), 2) la emisión de bonos por US\$2 billones y 3) la amortización de obligaciones por corto plazo de S/.4.6 billones (US\$ 375 millones Préstamos sindicados y Préstamos a corto plazo destinado a financiar el PMRT).



BALANCE GENERAL

PetroPerú continúa asegurando los niveles de liquidez necesarios para la ejecución del PMRT. El 12 de Junio de 2017, PetroPerú cerró con éxito dos emisiones de bonos a tasas de interés atractivas (US\$1 billón a una tasa de 4.75% con vencimiento en 2031 y US\$1 billón a una tasa de 5.625% con vencimiento en 2047) para financiar el PMRT. Recientemente, la Compañía obtuvo la aprobación final de una garantía de US\$1.3 billones de CESCE, lo cual permitirá estructurar un financiamiento sindicado de largo plazo como parte del financiamiento del PMRT.

Al 30 de Junio de 2017, PetroPerú mantiene líneas de crédito renovables de bancos locales y extranjeros hasta por US\$2.5 billones, de los cuales US\$683.3 millones están disponibles. Suficiente para cubrir las necesidades de capital de trabajo. La Deuda Total existente está compuesta por: 53% Bonos, 30% Capital de Trabajo y 17% Préstamos a Corto Plazo para el PMRT. Los intereses capitalizados durante el 2T17 relacionados con el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara alcanzaron a S/.46.98 millones (S/.39.7 millones durante el 1T16).

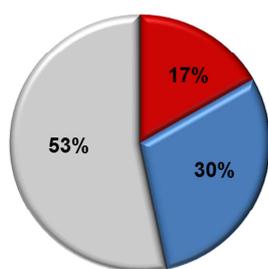
El Capital de Trabajo durante el 2T17 alcanzó S/.1.3 billones frente a S/-.2.9 billones en el 2T16, principalmente como resultado de una parte de los ingresos bonos depositados en cuentas bancarias y depósitos a corto plazo, y una reducción en las cuentas por pagar del EPC.

Reporte Financiero



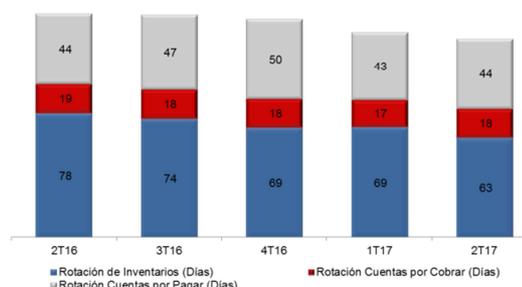
Composición de la Deuda

2T17



■ PMRT CP ■ Capital de Trabajo ■ Bonos

Ciclo de Conversión Efectivo



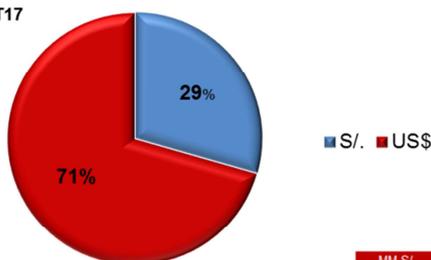
	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17
Ciclo Conversión Efectivo	53	45	37	43	37

El ciclo de conversión en efectivo durante el 2T17 fue significativamente menor en comparación con el 2T16, como resultado del cambio en las cargas de petróleo, la nueva composición de productos (Diesel B5 S-50 en lugar de Diesel B5) y la disminución en el volumen de producción.

La composición de la deuda por tipo de cambio es: 71% en dólares, y 29% en soles. La duración de la deuda promedió es 14.62 años para el bono de 15 años y 26.77 años para el bono de 30 años. El plan de amortización muestra que los préstamos a corto plazo existentes del PMRT serán pagados durante el 3T17. El resto, que corresponde a un nuevo préstamo a corto plazo obtenido para pagar el préstamo sindicado existente, se pagará durante el 1T18. Los bonos son de largo plazo y vencen en los años 2032 y 2047, ambos se pagarán con generación de la propia refinería una vez entre a operaciones.

Composición de la Deuda

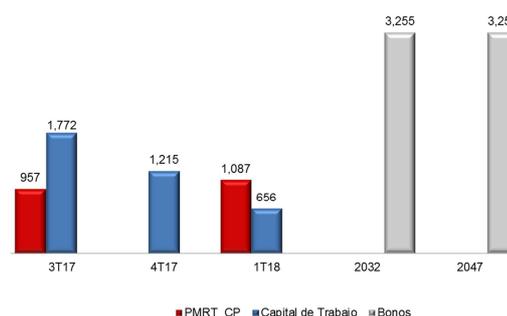
2T17



	MM S/	MM US\$
PMRT CP	121	591
Capital de Trabajo	1,263	732
Bonos	0	1,995
TOTAL	1,384	3,317

Cronograma de Amortización

(En Millones de Soles)



Ratios

En Millones de Soles	2014	2015	2016	LTM 2T17	2T16	1T17	2T17	YoY	QoQ
EBITDA / Intereses	3.7	18.4	14.4	6.3	27.3	6.9	2.3	-91.4%	-66.2%
Deuda / Activos	42.9%	41.7%	46.9%	62.1%	41.2%	45.0%	62.1%	-	-
EBITDA / Activos	2.9%	13.2%	8.0%	3.9%	-	-	-	-	-
Deuda / EBITDA	14.8	3.2	5.8	16.1	-	-	-	-	-
Ratio de Liquidez	0.70	0.69	0.42	1.17	0.55	0.49	1.17	111.0%	140.4%

Reporte Financiero



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 en el 2016, 2) Arrendamiento y privatización de ciertas unidades, que representaron el 1,3% del Total de Ingresos durante el 2016, y 3) el Oleoducto NorPeruano, que representaron el 0,1% del Total de Ingresos 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 provenientes de las operaciones. Considerando el Oleoducto NorPeruano se encuentra fuera de 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\$3.8/bbl en el 2T16 a US\$5.8/bbl en el 2T17. Esta mejora es resultado del buen manejo y gestión de inventarios.

Datos Operativos

En Millones de Soles	2016	LTM 2T17	2T16	1T17	2T17	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de refinación (en MBDC) ⁽¹⁾	94.5	94.5	94.5	94.5	94.5	0.0%	0.0%
Capacidad utilizada (en MBDC) ⁽²⁾	70.8	69.0	71.2	67.8	68.1	-4.4%	0.4%
Producción de Refinados (en MBDC) ⁽³⁾	103.9	104.3	100.2	105.4	99.9	-0.3%	-5.2%
Márgen de Refinación neto (US\$ por Bl) ⁽⁴⁾	5.25	4.79	3.83	3.97	5.77	50.7%	45.3%
Ratio de capacidad utilizada ⁽⁵⁾	74.9%	73.1%	75.4%	71.8%	72.1%	-	-
Volúmenes de producción (en MBDC)	103.9	104.3	100.2	105.4	99.9	-0.3%	-5.2%
Volúmenes de venta (en MBDC)	145.3	144.2	137.6	139.4	141.4	2.8%	1.4%

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 refinadoras.

(5) Capacidad de utilización de la refinadora 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 99.9 MBDC en el 2T17 comparado con 100.2 MBDC en el 2T16. La producción se vió ligeramente afectada por la reducción de la producción de Diesel B5 con el fin de comercializar el Diesel B5 S-50. Durante los últimos 12 meses, la producción alcanzó un promedio de 104.3 MBDC, en comparación con 103.9 MBDC durante 2016. El volumen de ventas promedio fue de 141.4 MBDC en el 2T17, registrando un aumento de 2.8% en comparación con el 2T16, principalmente como resultado de mayores ventas de Diesel B5 S-50. El volumen de ventas durante los últimos 12 meses, disminuyó ligeramente a 144.2 MBDC.

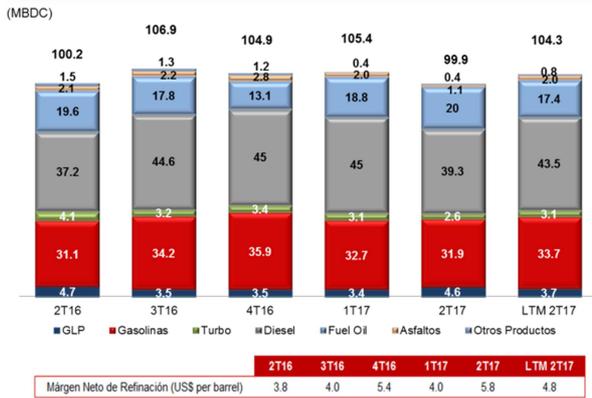
Los volúmenes de producción de la refinadora alcanzaron los 99.9 MBDC y la utilización de la capacidad de refinadora fue de 68,1% en el 2T17, ambos menores comparados con la producción de 100.2 MBDC y la utilización de capacidad del 71,2% en el 2T16. El Margen de Refinación aumentó significativamente de US\$3.83/bbl en el 2T16 a US\$5.77/bbl en el 2T17, lo que refleja un buen manejo y gestión de inventarios. En los últimos doce meses, el Margen de Refinación alcanzó US\$4.79/bbl.

Las ventas fueron de 141.4 MBDC en el 2T17, frente a 137.6 MBDC en el 2T16, debido al aumento de las ventas del Diesel B5 S-50. El crecimiento de las ventas fue impulsado por la estrategia de la Compañía de asegurar contratos de suministro a largo plazo. Este volumen de ventas es el más alto alcanzado durante los últimos 12 meses.

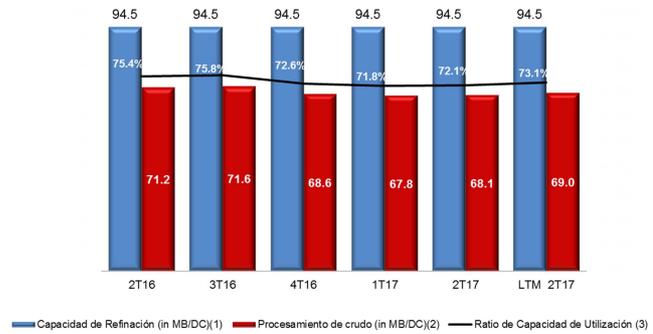
Reporte Financiero



Productos Refinados



Ratio de Capacidad de Utilización

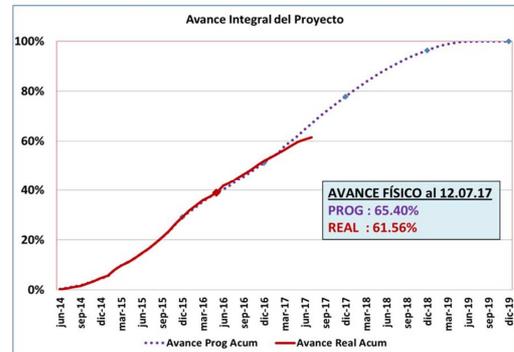


⁽¹⁾ Cantidad máxima de crudo que se puede introducir en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
⁽²⁾ La cantidad total de crudo, residuo asfáltico y procesamiento de diesel que se introducen en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
⁽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 2T17, la Compañía continuó con la ejecución del PMRT. El avance global del proyecto es de 61,5%, ligeramente por debajo del plan de 65,4%. El 4 de julio del 2017, PetroPerú anunció la convocatoria a licitación pública para la adjudicación de las Unidades de Servicios Auxiliares EPC y Obras Adicionales. La adjudicación se realizará en el 4T17 de acuerdo con lo previsto.

Year	Global Projection Physical Advances	Estimated Disbursements (USD MM)	Cumulative Investments (% of total)
2015	29.2%	685	12.7%
2016	51.3%	1,134	33.7%
2017	71.5%	942	51.1%
2018	89.8%	1235	73.9%
2019	98.0%	745	87.7%
2020	100.0%	663	100.0%



OPERACIONES DEL OLEODUCTO

El Oleoducto Norperuano se compone de tres secciones: El Ramal Norte, Tramo I y Tramo II. Como se mencionó anteriormente, el Oleoducto Norperuano sufrió 13 derrames de petróleo durante el año 2016, que originó el cierre de las operaciones tras orden emitida por OSINERGMIN¹⁷ (25 de febrero de 2016). El Ramal Norte (252Kms, 16") está operando bajo el modo de prueba. El Tramo II (548 Kms, 36") reanudó sus operaciones en Junio, después de las reparaciones y la inspección técnica del derecho de vía de la tubería. El Tramo I (306 kms, 24") está actualmente en reparación e inspección, y se espera que vuelva a operar en Septiembre. Es importante mencionar que 10 de los 13 derrames fueron causados por terceros al intentar robar petróleo de la tubería. Hasta el día de hoy, siete zonas geográficas han sido subsanadas, mientras que las seis restantes están bajo limpieza y reparación.

¹⁷Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Reporte Financiero



El 31 de Diciembre del 2016, el Decreto Legislativo 1292 declaró de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Norperuano y estableció la reorganización y desarrollo del gobierno corporativo de PetroPerú. En ese sentido, PetroPerú ha iniciado estudios de ingeniería básica para mejorar la operación del Oleoducto NorPeruano con el uso de nueva tecnología para evitar nuevos derrames. La Compañía ha firmado recientemente un Acuerdo por 90 días con Techint, constructor internacional especializado en gasoductos para negociar un acuerdo de Joint Venture para la modernización del oleoducto. Cabe destacar, que el oleoducto será operado por empleados de PetroPerú y supervisado por Techint. La inversión se estima entre US\$500 y US\$800 millones, y no formará parte de la estructura de capitalización de PetroPerú.

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/.67 millones en el 2T17.

OTROS ASPECTOS QUE IMPACTAN EN LOS RESULTADOS NETOS

GESTION SOCIAL Y MEDIO AMBIENTAL

En Junio 2017, PetroPerú completó las obras de remediación de diez derrames de petróleo. Los otros tres derrames serán subsanados en Setiembre. La Compañía ha establecido un programa especializado de limpieza y desbroce para el Tramo II en asociación con las comunidades nativas de las zonas afectadas. El propósito es emplear a personas de aproximadamente 20 comunidades indígenas circundantes a través de negocios locales formales para proporcionar seguridad al oleoducto y establecer alertas tempranas de posibles amenazas de robo de petróleo.

Durante el último año, PetroPerú también ha contribuido brindando asesoramiento a las comunidades indígenas para su legalización y reorganización. De esta forma podrán obtener una representación legal válida ante cualquier eventualidad. Esta tarea se ha realizado conjuntamente con el Ministerio de Cultura.

Adicionalmente, PetroPerú está evaluando contribuir con la construcción de obras de infraestructura de los gobiernos locales a través de "Obras por Impuestos". Este incentivo del Gobierno, permite reinvertir hasta el 50% del impuesto pagado el año anterior en proyectos de infraestructura. Este incentivo es una buena oportunidad para contribuir con nuevas e importantes obras de infraestructuras en las áreas de influencia.

El Oleoducto NorPeruano ha llevado a cabo diversos programas de educación, producción, promoción de la salud, entre otros, beneficiando a las comunidades nativas cercanas a sus instalaciones. Algunos de los programas proporcionaron agua y alimentos a las comunidades, así como paquetes escolares y medicinas. También se ha prestado atención médica y la población local ha participado como mano de obra local. Las personas de las comunidades nativas han sido capacitadas como monitores socioambientales, para que puedan reconocer la calidad del agua y los suelos y recibir atención médica, alimentación y necesidades básicas. PetroPerú ha demostrado su capacidad para responder a emergencias, así como su compromiso con las comunidades y el medio ambiente.

PetroPerú también ha sido muy activo en la ciudad de Talara, con programas que incluyen:

- Responsabilidad Social Corporativa (Inversión Total 2008-2017: S/.11'776.643): "Educando para el Mañana", "Por una Mejor Calidad de Vida", "Juntos Por el Ambiente", "Haciendo Camino", "Despertando Sonrisas", "Voluntariado PetroPerú" (programa voluntario de PetroPerú).

- Programa de Relaciones Comunitarias (Inversión Total 2008-2017: S/.14'000,000): Comunicación y Participación Ciudadana, Contratación Local de Empleo, Capacitación y Educación Ambiental, Apoyo al Desarrollo Local, Monitoreo Social y Ambiental. Cabe destacar que en 2016, PetroPerú contrató al 90% de la población local para mano de obra no especializada (frente al 73% requerido por el EIS).

Reporte Financiero



Durante la construcción del proyecto se han realizado distintos estudios sobre las gestiones sociales y medio ambientales. Por ejemplo, en el 2013, ESAN¹⁸ completó un Estudio Social que mostró lo siguiente:

1) Durante la Fase de Construcción (2014-2020), el PMRT proporcionará un impacto económico de US\$2.642 millones, e impuestos de US\$528 millones a la Ciudad de Talara. El empleo total puede llegar a 7.000 trabajadores de mano de obra directa y 7.500 trabajadores mano de obra indirecta durante este período.

2) Durante la Fase de Operación (a partir de 2021), el PMRT proporcionará un impacto económico de US\$271 millones/año, e impuestos de US\$139 millones/año. Esto se traducirá en una contribución de US\$ 3,390 millones al año a la Balanza Comercial de Perú. Además, el impacto ambiental incluirá principalmente los beneficios sociales (Salud), ya que la mayoría de las enfermedades actuales desaparecerán con el uso de Diesel de Bajo Azufre. ESAN estima que el ahorro en salud y atención médica se traducirá en US\$299 millones al año en Perú.

La Refinería Talara generará US\$ 4,000 millones en ahorros (2% del PIB) a partir de 2021, ya que la mayoría de los productos refinados de petróleo y crudo serán comprados y refinados localmente en lugar de importarlos. Además, Social Capital Group ha completado recientemente un Estudio para generar otros proyectos sociales beneficiosos para la ciudad de Talara.

En resumen, PetroPerú realiza constantemente acciones de gestión social y ambiental de acuerdo con las normas internacionales en sus áreas de influencia. Recientemente, la Compañía ha cumplido con las Iniciativas Globales de Información (Versión 4). Por favor encuentre el GRI de 2017 en el sitio web de la Compañía.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

El 16 de Junio del 2017, el Directorio acordó la aprobación del nuevo Reglamento de Organización y Funciones para los niveles 1 (Gerencia General), 2 y 3 (Plana Gerencial). En esa misma fecha, se nombró a María Alejandra de la Puente como Gerente de Relaciones con Inversionistas, y Juan Carlos Cabrejos como Gerente de Planificación Financiera y Control de Riesgos.

El 31 de Julio del 2017, el Sr. César Ramírez Lynch renunció como Gerente General siendo su renuncia efectiva a partir del 31 de Julio del 2017. Su renuncia fue tomada por razones personales. PetroPerú agradece al Sr. Ramírez su destacada contribución a la Compañía y le desea mucho éxito en sus futuros emprendimientos.

El Directorio nombró al Sr. Esteban Bertarelli Bustamante (actualmente Gerente Corporativo de Refinería) como el Gerente General Interino, con efecto inmediato. La trayectoria profesional del Sr. Bertarelli se extiende por más de 30 años en varias áreas de PetroPerú. El Sr. Bertarelli ha gestionado las refinerías de PetroPerú como Gerente de Refinería desde Febrero del 2016. Anteriormente, fue Gerente de Planeamiento durante dos períodos: del 2014 al 2015, y del 2012 al 2013. Durante los años 2013 y 2014, el Sr. Bertarelli fue Gerente de Estrategia y Nuevos Negocios. El Sr. Bertarelli es Ingeniero Industrial de la Universidad Nacional Federico Villareal y obtuvo una Maestría en Administración de Empresas de la Universidad de Piura.

INTEGRIDAD

El 15 de mayo de 2017, la Compañía lanzó su "Programa de Sistema de Integridad", reafirmando su compromiso de actuar con transparencia y ética en todos los procesos.

¹⁸ Universidad ESAN - Instituto de Regulación y Finanzas. Actualizado por PETROPERÚ en junio 2017.

Reporte Financiero



Resumen Financiero Estado de Resultados

En Millones de Soles	2014	2015	2016	LTM 2T17	2T16	1T17	2T17	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	12,941.7	10,541.9	10,302.7	11,124.4	2,459.0	2,771.0	2,757.2	12.1%	-0.5%
Ventas al Exterior	1,811.1	1,001.2	896.4	1,074.9	158.7	297.2	256.9	61.9%	-13.6%
Otros ingresos Operacionales	297.3	363.0	243.9	232.1	65.7	51.2	67.1	2.1%	31.0%
Total Ingresos	15,050.1	11,906.1	11,443.0	12,431.5	2,683.4	3,119.5	3,081.2	14.8%	-1.2%
Costo de Ventas	-14,101.6	-9,884.2	-9,529.4	-10,908.1	-2,049.7	-2,740.1	-2,793.7	36.3%	2.0%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	-93.7%	-83.0%	-83.3%	-87.7%	-76.4%	-87.8%	-90.7%	-	-
Ganancia Bruta	948.5	2,021.9	1,913.6	1,523.4	633.7	379.4	287.5	-54.6%	-24.2%
Margen Bruto (%)	6.3%	17.0%	16.7%	12.3%	23.6%	12.2%	9.3%	-	-
Gastos de Administración, Ventas	848.1	980.3	1,040.1	983.2	289.8	214.1	233.3	-19.5%	9.0%
Gastos de Administración y Ventas (% de Ingresos)	5.6%	8.2%	9.1%	7.9%	10.8%	6.9%	7.6%	-	-
Otros ingresos y gastos netos	-240.7	-96.5	-477.6	-346.6	41.2	21.9	143.4	247.8%	555.2%
Otros ingresos y gastos netos (%)	-1.6%	-0.8%	-4.2%	-2.8%	1.5%	0.7%	4.7%	-	-
Resultado Operativo	-140.3	945.1	395.9	193.5	385.1	187.1	197.5	-48.7%	5.6%
Margen operativo (%)	-0.9%	7.9%	3.5%	1.6%	14.4%	6.0%	6.4%	-	-
Resultado Neto	-218.4	502.7	177.5	79.0	275.3	211.5	141.2	-48.7%	-33.2%
Margen Neto (%)	-1.5%	4.2%	1.6%	0.6%	10.3%	6.8%	4.6%	-	-
EBITDA Ajustado	234.8	1,242.2	1,128.6	757.9	423.0	230.2	92.1	-78.2%	-60.0%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	1.6%	10.4%	9.9%	6.1%	15.8%	7.4%	3.0%	-	-

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

⁽²⁾ 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 2T17	2T16	1T17	2T17	YoY	QoQ
Flujo de caja operativo	-129.6	782.7	500.9	-2,594.6	460.8	-222.5	-1,611.3	-449.7%	-624.1%
Flujo de actividades de Inversión	-1,416.8	-1,844.5	-2,963.9	-2,453.8	-1,117.1	-868.2	-572.2	-48.8%	-34.1%
Flujo de caja de actividades de Financiamiento	1,925.2	699.9	2,695.4	8,571.2	705.7	1,056.1	5,755.8	715.6%	445.0%

Estado de Situación Financiera

En Millones de Soles	2014	2015	2016	LTM 2T17	2T16	1T17	2T17	YoY	QoQ
Activo Corriente	3,374.3	2,782.1	3,857.4	8,968.9	3,682.9	4,387.2	8,968.9	144%	104%
Activo no Corriente	4,748.3	6,614.3	10,176.5	10,661.1	8,474.7	10,614.5	10,661.1	26%	0%
Total Activos	8,122.6	9,396.3	14,033.9	19,629.9	12,157.7	15,001.7	19,629.9	61%	31%
Deuda Financiera a Corto Plazo	3,485.4	2,498.5	5,751.7	5,688.2	3,910.7	6,071.7	5,688.2	45%	-6%
Deuda Financiera a Largo Plazo	0.0	1,422.1	836.4	6,493.6	1,097.3	673.9	6,493.6	492%	864%
Total Deuda Financiera	3,485.4	3,920.6	6,588.1	12,181.9	5,008.1	6,745.6	12,181.9	143%	81%
Otros Pasivos	1,999.8	2,272.9	3,696.3	2,292.9	3,134.1	3,240.2	2,292.9	-27%	-29%
Total Pasivo	5,485.1	6,193.5	10,284.4	14,474.8	8,142.1	9,985.9	14,474.8	78%	45%
Patrimonio	2,637.5	3,202.9	3,749.5	5,155.2	4,015.5	5,015.8	5,155.2	28%	3%
Total Pasivo + Patrimonio	8,122.6	9,396.3	14,033.9	19,629.9	12,157.7	15,001.7	19,629.9	61%	31%
Pasivo Corriente	4,827.2	4,022.2	9,166.8	7,661.7	6,639.7	9,008.2	7,661.7	15%	-15%
Capital de Trabajo	-1,452.9	-1,240.1	-5,309.4	1,307.2	-2,956.8	-4,621.0	1,307.2	144%	128%