

Reporte Financiero



Petroperú¹ Informe de Resultados Segundo Trimestre 2018 - 2T18

Lima, Perú, 01 de agosto, 2018: Petroperú (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el período finalizado el 30 de junio de 2018 ("2T18"). Para un análisis completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 2T18² disponibles en la página web de la Superintendencia de Mercado de Valores del Perú – SMV (www.smv.gob.pe).

Descargo de responsabilidad y referencias aplicables: La información contenida en esta presentación es información general sobre Petróleos del Perú - Petroperú S.A. ("Petroperú" 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.

1. RESUMEN EJECUTIVO

Durante el 2T18, se ha dado un fuerte crecimiento del EBITDA ajustado de 74% YoY a US\$ 64.2 MM; asimismo, el Margen Bruto fue significativamente mayor en comparación con el 2T17, en gran parte debido a la mejora de la gestión en las principales operaciones de la Compañía. Sin embargo, PETROPERU registró una Utilidad Neta de US\$ 24.3 MM, una disminución de 47.4% en comparación con US\$ 46.2 MM en 2T17, explicado principalmente por una pérdida neta por una provisión para dos procesos de arbitraje relacionados con contingencias de remediación ambiental en el Lote 8 y la Refinería La Pampilla.

Los trabajos del PMRT³ continúan su marcha, con un avance físico integral del 69.9% frente al 88.7% programado, de acuerdo al primer cronograma del contrato suscrito en 2014, donde se estimaba que la finalización de las obras estaría para junio de 2019. Debido a algunas demoras en el proceso de adjudicación de las Unidades Auxiliares que finalmente fue otorgada al Consorcio COBRA-SINOHYDRO, así como a las demoras en el trabajo por parte del Contratista EPC de las Unidades de Proceso (Técnicas Reunidas), ahora se estima que la nueva refinería comenzará a operar en diciembre de 2020.

El Oleoducto Nor Peruano⁴ ha estado operando normalmente excepto en junio, cuando no se bombeó petróleo crudo a través del Ramal Norte, debido a un incidente que ocurrió cerca del Km. 12 del ducto Ramal Norte, como resultado de una crecida del río Pastaza, cerca del distrito de Andoas, provincia de Datem del Marañón, región de Loreto. En cuanto a su proceso de modernización, éste sigue en marcha, ya que el proceso de contratación de una empresa para llevar a cabo el diagnóstico de todo el sistema de transporte y la ingeniería conceptual para la modernización ya ha iniciado.

La nueva estructura organizacional, orientada a lograr un mejor desempeño de la organización y respaldada por la creación de un Sistema de Integridad y el fortalecimiento del Gobierno Corporativo, continúa apoyando hacia el objetivo de mejorar los resultados de la Compañía.

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

² Estados Financieros Intermedios por el período Segundo Trimestre 2018 terminado en junio 30, 2018. A menos que se indique lo contrario, todas las cifras son presentadas en Dólares Americanos y referencias a "Dólares" o "US\$". Nuestros estados financieros trimestrales han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB (International Accounting Standards Board).

³ PMRT: Proyecto Modernización Refinería de Talara

⁴ Oleoducto Nor Peruano - ONP: El oleoducto principal de Perú, propiedad de la Compañía

Luego de la renuncia del Sr. Luis Eduardo García Rosell Artola el 21 de marzo, 2018 como Presidente del Directorio de la Compañía, el Sr. James Henry Atkins Lerggios fue designado por Junta General de Accionistas como nuevo Presidente de la Compañía, haciéndose efectivo su nombramiento desde el 26 de abril, 2018. El señor Atkins tiene más de 25 años el sector de hidrocarburos y ha ocupado varios cargos directivos en el sector público y privado.

1.1. PRINCIPALES ASPECTOS FINANCIEROS

- Durante el 2T18, los Ingresos Totales aumentaron en 29.8% en comparación con el 2T17, debido al aumento en el volumen de ventas y la mejora en los márgenes brutos YoY. Los Ingresos Domésticos y de Exportación aumentaron en 30.6% y 32.3% YoY, respectivamente.
- El Volumen total de ventas alcanzó 150.6 MBDC⁵ en el 2T18 desde 141.4 MBDC en el 2T17, 89.0% de las Ventas (134.0 KBPD) se concentraron en el Mercado Nacional. El volumen de productos refinados alcanzó 111.5 KBPD en el 2T18.
- La Utilidad Bruta aumentó de US\$ 88.1 MM en el 2T17 a US\$ 150.2 MM en el 2T18 (+70% YoY), debido a la buena administración comercial de la Compañía. La Utilidad de Operación disminuyó (-17% YoY) de US\$ 56.1 MM en el 2T17 a US\$ 46.4 MM en el 2T18, principalmente como resultado de una provisión para dos procesos de arbitraje relacionados con contingencias de remediación ambiental en el Lote 8 y la Refinería La Pampilla.
- Asimismo, la Utilidad Neta en el 2T18 fue de US\$ 24.3 MM en comparación con US\$ 46.2 MM en el 2T17, debido a la razón antes mencionada, y a un incremento en el Impuesto a la Renta.
- Sin embargo, el EBITDA⁶ ajustado aumentó a US\$ 64.2 MM (+74% YoY⁷). El Margen EBITDA Ajustado aumentó de 2.5% en el 2T17 a 5.2% en el 2T18, lo que también demuestra el buen desempeño comercial de la Compañía.
- El Flujo de Efectivo al cierre del 2T18 disminuyó a US\$ 140.7 MM en comparación con US\$ 1,081.3 MM en el 2T17, debido principalmente a la emisión de bonos por US\$ 2 billones durante el 2T17 y una disminución del Flujo de Efectivo de Actividades de Inversión y Actividades de Operación.
- El Flujo de Caja de las Actividades Operativas se redujo a US\$ -144.2 MM en el 2T18 comparado con los US\$ 32.1 MM en el 2T17.

1.2. PRINCIPALES ASPECTOS OPERACIONALES, COMERCIALES Y DE GESTIÓN

El avance físico integral del PMRT al 29 de junio, 2018, fue de 69.9% vs 88.74% programado. Este avance programado está en función al primer cronograma del contrato suscrito en 2014, por las unidades de proceso con Técnicas Reunidas (TR) donde se consideraba la recepción de la nueva planta para junio de 2019. Se viene elaborando un nuevo cronograma de proyecto, considerando los retrasos actuales, debido a la adjudicación por PETROPERU de las U. Auxiliares al Consorcio COBRA-SINOHYDRO) y atrasos en obra de TR (principalmente en el montaje de tubería de procesos), estima un inicio de operación de la nueva refinería para diciembre de 2020.

Respecto al EPC⁸ del proyecto, la Ingeniería de Detalle cuenta con un avance de 99.96% vs 100% programado; la Procura de equipos y materiales, con un avance de 99.56% vs 99.97% programado; y la Construcción con un avance de 79.68% vs 88.61% programado, desfase, justamente por el menor avance en el montaje de tuberías y equipos, y la modificación de tanques e interconexiones.

Con respecto a las Unidades Auxiliares, el Consorcio COBRA-SCL UA&TC (a cargo del EPC) a cargo, ha presentado hasta la segunda versión del Cronograma de Obra, el cual viene siendo revisado por PETROPERU.

En relación con al financiamiento bancario con garantía de CESCE -Spain Export Credit Agency, se solicitó al Administrador del Contrato (DEUTSCHE BANK, S.A.E.) una prórroga hasta el 31.07.2018 para cumplir con la entrega de cierta documentación que el Contratista aún no entregó a PETROPERU.

Se estima realizar una segunda emisión de Bonos en el segundo semestre del año 2019, por el monto de US\$ 600 MM con la finalidad de completar la estructura del financiamiento del PMRT.

⁵ MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

⁶ 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.

⁷ YoY: Compara los resultados financieros del periodo actual con los de similar periodo del año anterior.

⁸ EPC: Ingeniería, Procura y Construcción.

Reporte Financiero



La producción fue superior respecto al mismo período del año anterior (111.5 vs 99.9 MBDC), debido a que del 27 al 31 de mayo de 2017 las Unidades de Proceso de la Refinería Talara estuvieron fuera de servicio por un incendio en el circuito de fondos de la Unidad de Destilación al Vacío. El Ratio de Utilización de la Capacidad Instalada fue de 73.3% en el 2T18, similar al ratio de 73.1% en el 2T17.

En el ámbito comercial, PETROPERU mantiene una red de 676 estaciones de servicio afiliadas a junio de 2018, distribuidas a nivel nacional en las 24 regiones del país. Además, sus productos cuentan con los más altos estándares de calidad de acuerdo a la opinión de sus clientes y las certificaciones de calidad por el cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales. Durante el 2T18 han ocurrido aspectos relevantes que impactan la gestión comercial de la Compañía, tales como las renovaciones de contratos de suministro de combustible con Numay, con la Policía Nacional del Perú (PNP) y con otras empresas industriales y del sector eléctrico, entre otros.

Respecto al ONP, a través del Oleoducto Ramal Norte (ORN), no se ha bombeado petróleo crudo durante el mes de junio, debido a un incidente que ocurrió cerca al Km. 12, distrito de Andoas, provincia Datem del Marañón, región Loreto, originada por la crecida del río Pastaza. En cuanto a su modernización, se ha programado en una primera fase, la ejecución del Diagnóstico de todo el Sistema de Transporte y la Ingeniería Conceptual para la referida modernización, lo cual tomará un período de aproximadamente 5 meses. Al 30 de junio, nos encontramos en pleno de proceso de contratación de la empresa que estará a cargo de estas actividades.

Respecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se estima contar con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de Desarrollo para el Lote 64, aprobado para diciembre de 2018. Con respecto al EIA del Programa Exploratorio, GeoPark⁹ ha llevado a cabo reuniones preliminares informativas con las comunidades, como preparación para desarrollar el Primer Taller del Plan de Participación Ciudadana del EIA Exploratorio, estimándose llevar a cabo en el tercer trimestre del 2018. Para el caso del Lote 192, Perupetro S.A.¹⁰ iniciará la negociación directa hasta fines de julio o inicios de agosto del presente año. Por otro lado, PETROPERU inició el proceso de contratación del Servicio de Asesoría Financiera para la Selección de una Empresa Petrolera o Consorcio para la Cesión de Participación en el Contrato de Licencia.

Respecto a la Gestión Social y Ambiental de la empresa, durante el 2T18 se han venido realizando actividades que como siempre ponen de manifiesto el interés de PETROPERU por realizar un trabajo responsable con la sociedad y el ambiente.

En relación a la Gestión Social, se presentó el Plan de Gestión Social de PETROPERU el cual contiene la estrategia que se basa en análisis de los grupos de interés y los riesgos sociales de la Empresa, así como los aspectos de gestión de compromisos, gestión de proveedores y empleo local, así como proyectos productivos. Adicionalmente, se continúan realizando actividades de gestión social en las distintas operaciones de la Empresa, sobre todo en el ONP y las Refinerías.

En relación a la Gestión Ambiental, PETROPERU continuó la ejecución de los trabajos de limpieza y remediación de las áreas afectadas por los derrames de petróleo ocurridos en el Oleoducto Nor Peruano durante el 2017 y 2018, y originados principalmente por actos de terceros. Además, la Compañía se encuentra tramitando las aprobaciones correspondientes, relacionados a los Informes de identificación de sitios posiblemente contaminados que superen los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo en sus emplazamientos a lo largo de todas nuestras Operaciones a fin de identificar aquellas áreas que requieren su atención.

2. ANÁLISIS FINANCIERO Y OPERATIVO

2.1. ENTORNO MACROECONOMICO

De acuerdo a las estimaciones del BCRP y otros analistas económicos de diferentes entidades financieras locales, el crecimiento del PBI (Producto Bruto Interno) para el 2T18 se estima alrededor del 6%, en promedio, considerando el crecimiento de 7.8% en abril y de 6.4% en mayo, crecimiento que viene siendo impulsado, por un lado, por el sector primario que creció 10.8% y 9.2% y por otro

⁹ 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.

¹⁰ 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

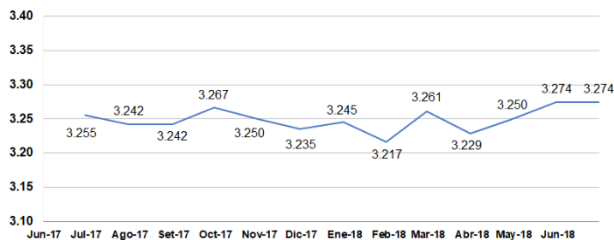


lado el sector no primario que creció 5.5% y 6.9% respectivamente. Todo ello relacionado a la expansión en los sectores agropecuario, pesca, minería y manufactura primaria y además el buen desempeño en los sectores construcción, comercio, servicios y mayor producción manufacturera no primaria.

En relación a la inflación anual, en el mes de mayo se situó por debajo del límite inferior del rango meta llegando a ubicarse en 0.93%. Sin embargo, en el mes de junio regresó al rango meta (de 1 a 3 por ciento) y se ubicó en 1.43%. Este incremento de la inflación, se debe en parte al aumento de precios de los rubros afectados por el alza del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC), tales como compra de vehículos, combustibles, entre otros.

Tipo de Cambio

(Soles/US\$)

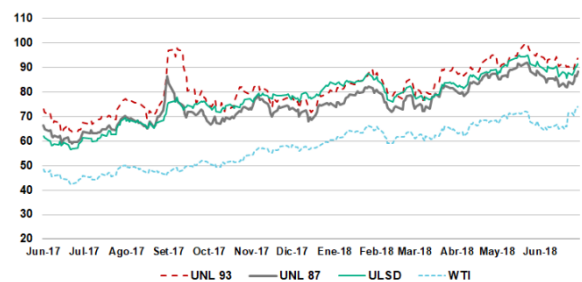


	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18
Tipo de Cambio	3.255	3.267	3.245	3.229	3.274

Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales

(US\$/Bbl)



US\$/Bbl (Final del Periodo)	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18
UNL 93	67.6	75.5	80.8	90.2	93.9
UNL 87	63.9	68.4	75.4	81.8	88.5
ULSD	61.3	74.9	84.2	83.8	91.6
WTI	46.0	51.7	60.4	64.9	74.2

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.

Con respecto al tipo de cambio, a partir del mes de marzo 2018 ha mostrado una tendencia creciente hasta fines de junio 2018 registrando una depreciación de 1.4% cerrando el 2T18 en S/ 3.274 lo cual se explica principalmente por el fortalecimiento del dólar en los mercados financieros internacionales e incremento de los rendimientos en dólares.

El precio del petróleo durante el 2T18 fue muy volátil, pero mostró una ligera tendencia al alza, (en comparación al 2017 que mostró un comportamiento a la baja), debido principalmente, a la guerra comercial entre Estados Unidos y China y el debilitamiento del suministro de Venezuela e Irán (por problemas sociopolíticos). Además, la interrupción de la producción en Canadá, Libia y Kazajstán debido al debilitamiento de la infraestructura también impulsó el precio del petróleo.

El precio promedio del WTI para mayo de 2018 (US\$ 70/Bbl) aumentó 11% frente al promedio del 1T18 debido a un creciente déficit del mercado global debido a una combinación de una demanda global más alta de lo esperado y recortes en la producción de la OPEP. Durante el 2T18, el precio del WTI aumentó aún más para finalizar el trimestre a alrededor de US\$ 74.2/Bbl.

Los precios de los combustibles se han comportado de manera similar al precio del crudo WTI, como se puede ver en el cuadro anterior, que muestra precios más altos al final del 2T18 en comparación con el 1T18.

Como se puede apreciar, los precios de los productos derivados del petróleo muestran una alta correlación con el precio del WTI, consecuentemente al igual que el precio del WTI, los precios de los combustibles en EE.UU. han mostrado un comportamiento creciente, debido principalmente a una mayor demanda. En ese contexto, en la Costa del Golfo de EEUU (USGC), desde el inicio del año hasta el cierre de junio, el diferencial de UNL 93 respecto al petróleo crudo WTI subió de US\$ 19.0/Bbl a US\$ 19.8/Bbl (+4%) y el de la UNL 87 de US\$ 13.6/Bbl a US\$ 14.3/Bbl (+5%).

En el caso del Diesel 2 ULSD, desde el inicio del año hasta el cierre de junio el diferencial se redujo de US\$ 22.7/Bbl a US\$ 17.5/Bbl (-23%), debido al incremento del nivel de inventarios en EEUU.

Los precios del mercado local se determinan considerando los precios internacionales de los subproductos del petróleo (Precios de Paridad de Importación calculados por PETROPERU). Los precios se expresan en Soles a los tipos de cambio actuales. Nótese, que

Reporte Financiero



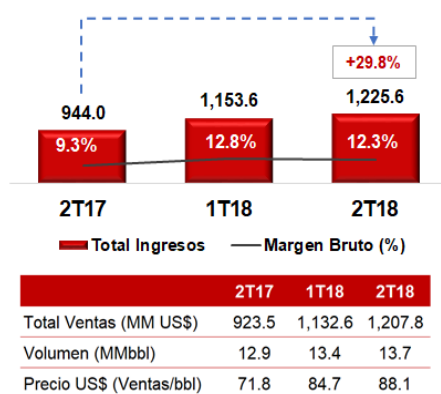
entre 85-90% del precio ex-planta (antes de impuestos y márgenes de estaciones de servicio mayoristas) corresponde a los precios del mercado internacional. La estructura de Precios de Paridad de Importación consiste en el valor USGC (Valoraciones de precio Platt más Ajustes de Calidad) más flete, seguro, costos de importación (inspecciones, tarifas portuarias, costos financieros, sobreestadia), rendimiento, costos de distribución, margen de ganancia y tarifas de OSINERGMIN¹¹.

2.2. RESULTADOS FINANCIEROS

ESTADO DE RESULTADOS

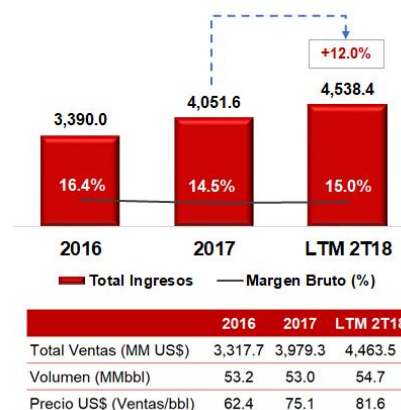
Ingresos Totales y Margen Bruto

(En Millones de US\$)



Ingresos Totales y Margen Bruto

(En Millones de US\$)



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

Los Ingresos Totales alcanzaron US\$ 1,225.6 MM en el 2T18, un incremento de 29.8% YoY. Esta variación se debe al incremento en el volumen vendido de 150.6 MBDC comparado con 141.4 MBDC vendidos en el 2T17 y al incremento en el precio de los combustibles en 22.7%.

Las Ventas Locales aumentaron en 30.6% de US\$ 844.7 MM en el 2T17 a US\$ 1,103.6 MM en el 2T18. Las exportaciones también se incrementaron en 32.3% YoY de US\$ 78.8 MM a US\$ 104.3 MM. Entre los productos que la Compañía exporta se encuentra el Diesel 2¹² (Diesel HS¹³, que solía venderse localmente). El Total Ventas (Excluyendo Otros Ingresos) creció en 30.8% comparado con el 2T17.

El Margen Bruto se incrementó de 9.3% en el 2T17 a 12.3% en el 2T18, lo que demuestra una buena gestión operativa y comercial de la Compañía, a pesar de registrar un Beneficio Neto más bajo YoY.

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

¹² Diesel 2: Diesel HS (High Sulphur) sin Biodiesel

¹³ Diesel HS: High Sulphur Diesel o "Diesel B5 (HS)"

Reporte Financiero



Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	2T17	2T18	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ^{(1) (2)}	45.0	51.7	14.9%	4.9%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	223.5	274.0	22.6%	24.2%
Turbo A-1	23.5	31.4	33.5%	2.5%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	506.7	618.1	22.0%	54.9%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	21.3	37.2	74.4%	2.3%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	13.9	7.3	-47.3%	1.5%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	6.6	10.6	61.8%	0.7%
Otros ^{(1) (3)}	4.2	73.3	1641.4%	0.5%
Total Ventas Locales	844.7	1,103.6	30.6%	91.5%
EXPORTACIONES				
Nafta Virgen	9.2	31.4	241.7%	1.0%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	36.8	48.7	32.4%	4.0%
Diesel 2	21.9	10.2	-53.2%	2.4%
Otros ⁽⁴⁾	10.9	13.9	27.4%	1.2%
Total Ventas Exterior	78.8	104.3	32.3%	8.5%
Total Ventas Locales y Exportaciones	923.5	1,207.8	30.8%	
Otros Ingresos Operativos		17.8		
TOTAL INGRESOS		1,225.6		

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

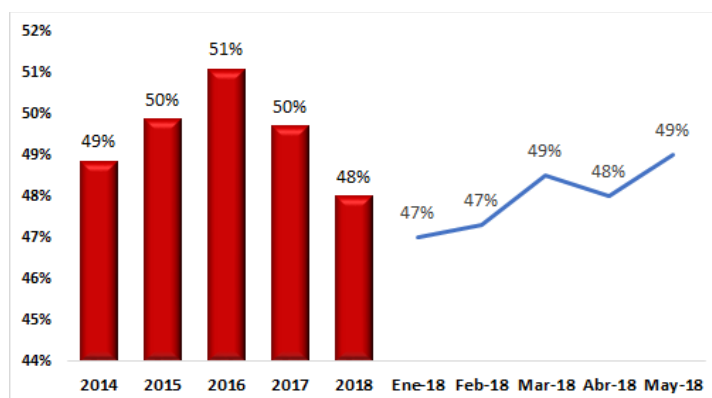
⁽²⁾ Incluye FEPC.

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

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

La participación de mercado de PETROPERU (promedio anual) se ha reducido del 50% en 2017 (año completo) a 48% en 2018 (YTD) debido a la competencia agresiva. La cuota de mercado mensual promedio se recuperó ligeramente en mayo de 2018 tras haber alcanzado el 49%. En general, los productos que principalmente contribuyeron a la reducción de la cuota de mercado fueron el Diesel y el GLP. Sin embargo, a pesar de la disminución de la cuota de mercado, PETROPERU continúa siendo líder en el mercado nacional de combustibles.

Evolución de la Participación de PETROPERU



Reporte Financiero



Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)

LTM 2T18		% Participación	
INGRESOS LOCALES		7 Products	81.6%
GLP ^{(1) (2)}	211.9	Diesel B5 ^{(1) (2)}	50.7%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	1,049.2	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	23.5%
Turbo A-1	115.6	GLP ^{(1) (2)}	4.7%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	2,264.7	Turbo A-1	2.6%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	80.8	3 Products	74.2%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	56.5	Diesel B5 ^{(1) (2)}	50.7%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	55.7	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	23.5%
Otros ^{(1) (3)}	165.1	Ingresos Locales	89.6%
Total Ingresos Locales	3,999.5	Exportaciones	10.4%
EXPORTACIONES			
Nafta Virgen	115.3		
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	202.0		
Diesel 2	97.4		
Otros ⁽⁴⁾	49.3		
Total Exportaciones	464.0		
TOTAL INGRESOS	4,463.5		

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

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

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

Durante el 2T18, PETROPERU tuvo un Ingreso de Ventas Total de US\$ 1,207.8 MM, superior en un 30.8% al del mismo periodo de 2017, cuando los Ingresos de Ventas fueron de US\$ 923.5 MM, con un 91.4% de las ventas concentradas en el mercado nacional.

PETROPERU mantiene una red de 676 estaciones de servicio afiliadas a junio de 2018, distribuidas a nivel nacional en las 24 regiones del país. Además, sus productos cuentan con los más altos estándares de calidad de acuerdo a la opinión de sus clientes y las certificaciones de calidad por el cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales.

MERCADO INTERNO

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

- La temporada de pesca en el 2018 ha sido mayor que la del 2017, lo que ocasionó que se incrementara el nivel de ventas de Diesel y Residual de la Compañía. La cuota de captura en el sector pesca a nivel nacional alcanzó 94.7% a junio 2018, siendo la meta del 100% a julio 2018.
- Se renovó el contrato de suministro con el distribuidor mayorista Numay, el cual viene atendiendo el 100% del suministro con combustible de PETROPERU a la Minera Yanacocha.
- Asimismo, se han renovado otros contratos importantes como el contrato de suministro de combustible a la Policía Nacional del Perú (PNP) y otros con empresas industriales y del sector eléctrico.
- Desde marzo 2018 (Firma del contrato) se viene realizando el suministro de combustible a la minera Volcan de manera satisfactoria, luego de haber obtenido la Buena Pro en el mes de Enero 2018.
- En el mes de junio 2018, no se han realizado ventas de IFO desde la Planta Callao debido a la rotura del ducto del Muelle 4. Las líneas de suministro del Muelle 4 se encuentran en mantenimiento, por lo que se está evaluando el uso de buques para el suministro a sus clientes.

MERCADO EXTERNO

Las exportaciones representaron solo el 8.6% del total de Ingresos por Ventas en el 2T18. Si bien los ingresos por concepto de exportaciones aumentaron en relación con el 2T17, esto fue consecuencia del efecto de la mezcla de precios ya que los volúmenes exportados en el 2T18 disminuyeron 4% YoY. El producto que más contribuyó a los Ingresos por Ventas es la Nafta Virgen, cuya exportación generó ingresos por US\$ 31.4 MM.

Reporte Financiero



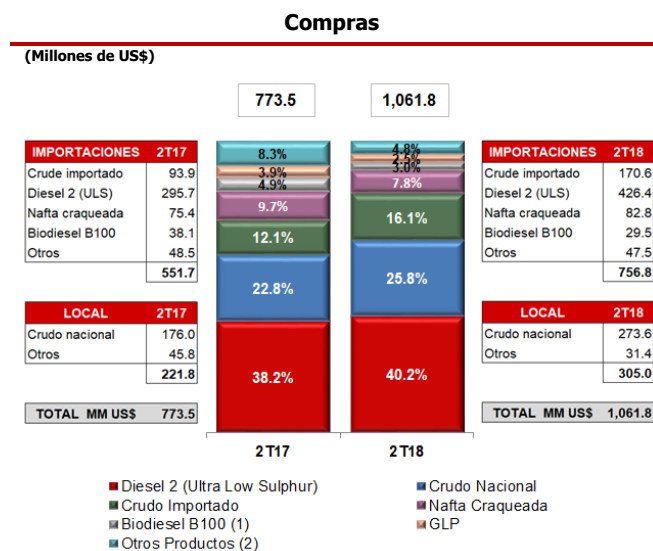
CADENA DE SUMINISTRO

Con respecto a la Cadena de Suministro de la Compañía, además del cierre del Muelle 7 (ubicado en el puerto de Callao), la Compañía continúa con el programa principal de mantenimiento. La Compañía decidió implementar un programa de reposicionamiento de buques a tiempo para mantener altos inventarios de Gasolinas, Diesel y Turbo A1 en el Callao. Al mismo tiempo, se están llevando a cabo obras en el Muelle 5, también ubicado en Callao, para permitir la descarga de Gasolina y Diesel.

Al 2T18 las inversiones para la construcción de nuevas Plantas y Terminales es el siguiente: i) Terminal Ilo con un avance físico real de 46.2% versus avance físico programado de 59.3%, la desviación se debe a i) retrasos del contratista, ii) Planta de abastecimiento de Pasco – Ninacaca con un avance real de 42.5% versus 49.6% programado, también ligeramente retrasado, debido a que se tuvo una declaración de desierto en el proceso de contratación de la construcción, por oferta de un mayor monto (36%) al estimado. Se realizó proceso de contratación abreviada al amparo del numeral 12.3.C del Reglamento de Adquisiciones y Contrataciones de PETROPERU, y el 25 de junio, 2018 se adjudicó al Consorcio OBS – IMECON.

En el 2T18 persistieron los cierres de puerto originados por cambios climáticos, registrándose 467 días de cierre de puerto acumulados de enero a junio, versus los 354 días (31.81% más) registrados en el mismo periodo del año 2017, generando un incremento de costos en las operaciones de carga/descarga y transporte (terrestre) de nuestros productos a fin de atender oportunamente y sin restricciones la demanda de nuestros clientes.

Desde enero se implementó el Plan de Transporte Seguro con el objetivo de sensibilizar a las empresas de transporte terrestre hacia la consecución de cero accidentes. En el 2T18 no se ha producido ningún accidente grave en las más de 700 unidades contratadas que nos prestan servicio de transporte terrestre en las diferentes rutas de abastecimiento a nuestras Plantas.



⁽¹⁾ Insumo para la formulación de Diesel B5

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

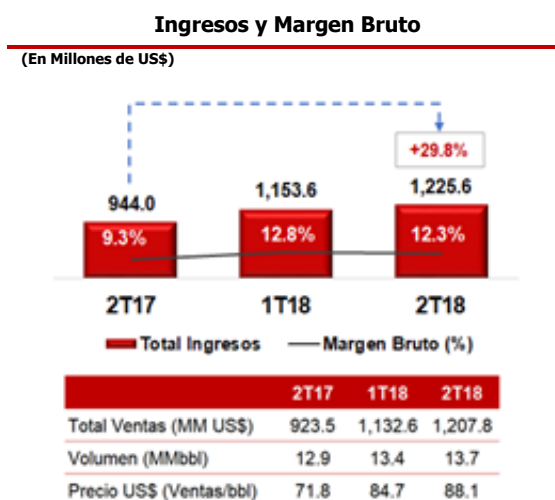
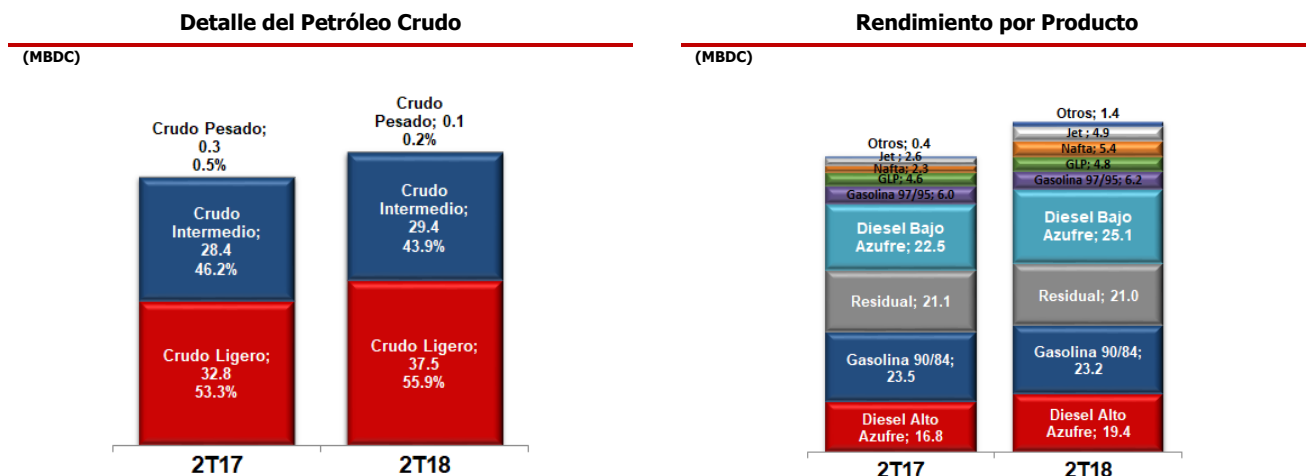
El petróleo procesado en nuestras refinerías procede del mercado local o internacional. El crudo local proviene principalmente de la zona de Talara, y se compra considerando una canasta de precios promedio del petróleo. El crudo nacional (que incluye el crudo del Noroeste del país) actualmente representa el 25.8% del total de compras.

En el 2T18, las importaciones de petróleo como porcentaje de las compras totales en nuestras refinerías aumentaron a 16.1% (desde 12.1% en el 2T17). Este aumento en la participación de las compras de importaciones refleja la reducción en las cargas de petróleo

Reporte Financiero



en el proceso de producción para reducir la producción de Diesel diésel debido a las nuevas regulaciones para el procesamiento de Diesel ULSD ¹⁴.



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

Para el 2T18, el Margen Neto de Refinación llegó a su mínimo en los últimos periodos debido a la puesta en vigencia del Decreto Supremo (DS) N° 025-2017-EM ha ocasionado que se generen mayores excedentes de Diesel HS, tomando en consideración que la norma exige que ahora también en el departamento La Libertad solo se comercialice Diesel ULSD, hecho que también viene afectando la operación de las refinерías de Talara y Conchán ya que las mismas no cuentan con la capacidad de producir Diesel con las características requeridas a partir de su proceso productivo. Asimismo, debido a que se ajustaron los Precios de Lista, se vienen otorgando mayores descuentos con el objetivo de mantener las ventas en el mercado local.

Sin embargo, la disminución del Margen Neto de Refinación se viene compensado con los márgenes obtenidos en las operaciones de mezcla (Blending) efectuadas en las refinерías Talara y Conchán para formular Gasolinas de 97 y 95 octanos, así como Diesel B5 S50, a partir de componentes importados para, de esa manera, poder cumplir con la normativa del DS mencionado anteriormente.

¹⁴ Diesel ULSD: Ultra Low Sulphur Diesel o "Diesel B5-S50 (ULSD)".

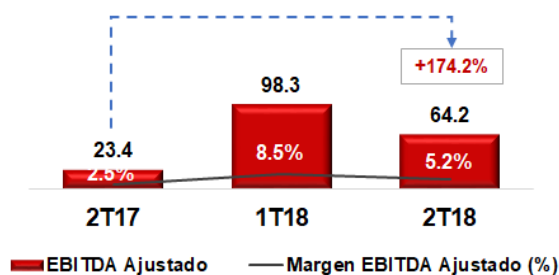
Reporte Financiero



Asimismo, considerando los resultados globales, el margen obtenido en las operaciones de refinación y mezcla en las refinerías ha sido de US\$ 1.40/Bl.

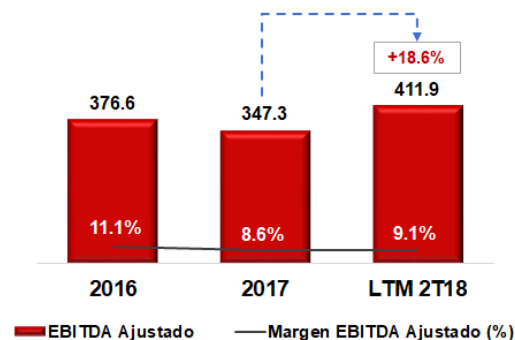
EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado

(En Millones de US\$)



EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado

(En Millones de US\$)



PETROPERU generó un EBITDA Ajustado de US\$ 64.2 MM en el 2T18, en comparación con los US\$ 23.4 MM del 2T17. Este salto se debió principalmente a los precios más altos y al buen desempeño comercial de la compañía, que llevó a una expansión del Margen Bruto de 300 pbs (puntos básicos) YoY al 12,3%.

El Costo de Ventas representa el 87.7% de los ingresos de la Compañía, lo que implica la importancia de contar con una buena gestión en la compra de commodities; sin embargo, existen factores exógenos, como los precios del crudo, que pueden ocasionar que esa buena gestión no se vea favorecida una mejor utilidad.

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	Ejecutado en 2017	Ejecutado a Junio 2018
Refinación	232,976	111,332
Transporte a través ONP	39,264	31,804
Distribución & Comercialización	159,401	78,697
Otros	102,513	70,908
Total	534,154	292,741

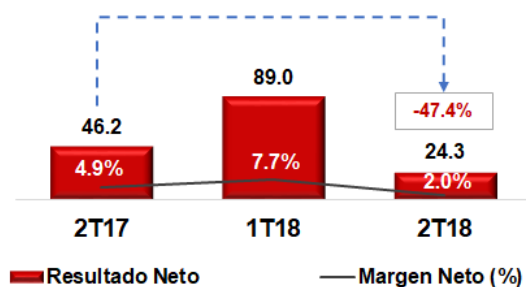
La operación de refinación, es la que representa los mayores gastos operativos entre todas las unidades de negocio de la Empresa (44% en el 2017 y 38% YTD); actualmente, se encuentran en operación las refinerías de Talara, Conchán e Iquitos. La segunda que representa mayores Gastos operativos es la distribución y comercialización, a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país y; finalmente, el ONP, cuyos gastos operativos se han visto reducidos significativamente por las actividades de remediación ambientales incurridos el año 2016 debido a los cortes de tubería ocasionados por terceros.

Reporte Financiero



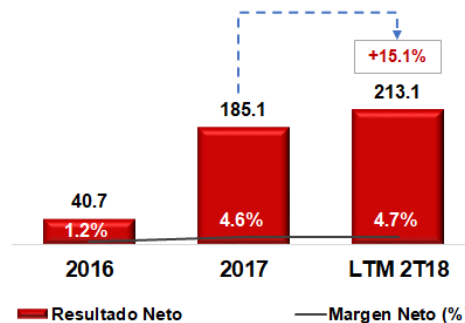
Resultado Neto y Margen Neto

(En Millones de US\$)



Resultado Neto y Margen Neto

(En Millones de US\$)

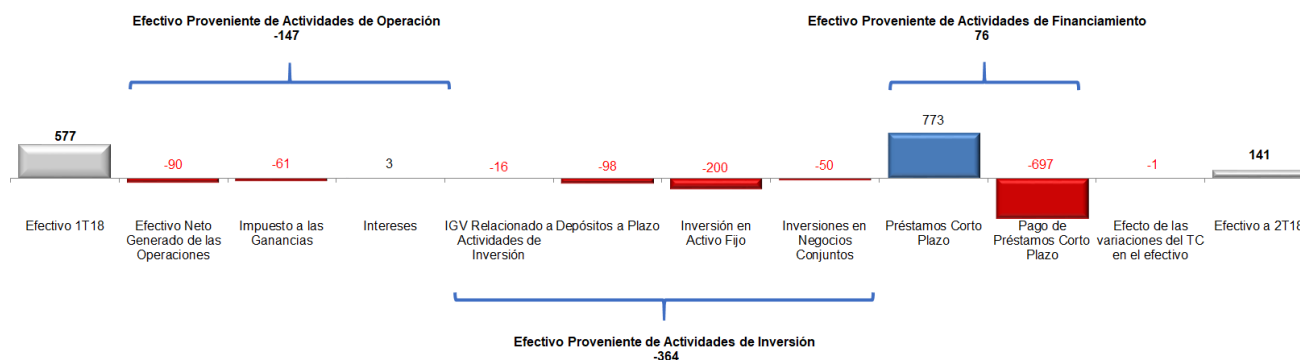


La Utilidad Neta en 2T18 fue de US\$ 24.3 MM en comparación con US\$ 46.2 MM en 2T17, el incremento en los Gastos Operativos en comparación con el 2T17 fue de 224.6% debido a la provisión no recurrente de dos procesos arbitrales para contingencias de remediación ambiental en el Lote 8 y en la Refinería La Pampilla lo que en parte causó la caída de la Utilidad Neta. Además, hubo un incremento en el pago de impuestos a las ganancias de 184%, el cual afectó también a la reducción de la Utilidad Neta.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 2T18

(En Millones de US\$)



PETROPERU registró al final del 2T18 un Flujo de Caja de US\$ 140.7 MM, comparado con los US\$ 1,197.6 MM en el 2T17, el cual se vio afectado por el déficit en el Flujo de Caja Operativo y el déficit en el Flujo de Caja de Inversión, así como un menor Flujo de Actividades de Financiamiento.

El Flujo de Caja de las Actividades de Operativo en el 2T18 disminuyó a US\$ -147.4 MM de US\$ 31.7 MM en el 2T17. Este déficit se debió a la acumulación de Cuentas por Pagar relacionadas al mayor número de facturas por compra de crudo y productos, como consecuencia del incremento en los volúmenes y precios de compra. Es importante indicar que este déficit fue cubierto con mayor financiamiento de corto plazo para Capital de Trabajo.

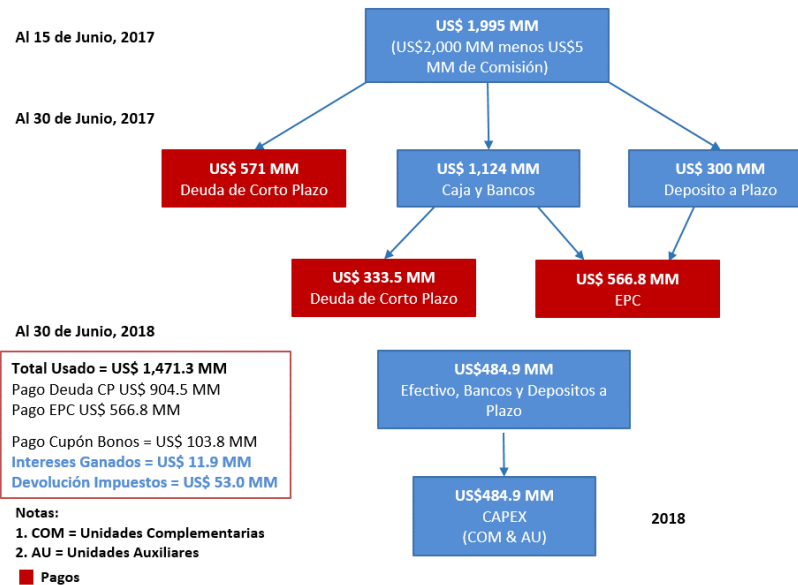
El Flujo de Caja de Actividades de Inversión alcanzó -US\$ 363.9 MM en el 2T18 en comparación con -US\$ 613.7 MM en el 2T17. Este déficit es consecuencia de los Gastos de Capital correspondientes a la ejecución del PMRT y las inversiones corrientes, un déficit que estuvo cubierto principalmente por el saldo inicial del período.

Asimismo, el Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento disminuyó a US\$ 76.1 MM en el 2T18 de US\$ 1,666.3 MM en el 2T17. Como recordatorio, la Compañía emitió US\$ 2 billones en bonos durante junio de 2017.

Reporte Financiero



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



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

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

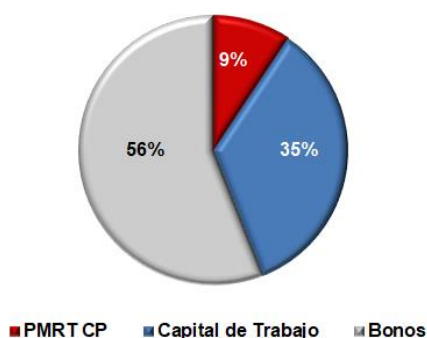
El financiamiento del PMRT en el marco del acuerdo de crédito bancario garantizado por CESCE por US\$ 1.3 billones se encuentra en la etapa de cumplimiento de condiciones previas. Se espera el cierre final del préstamo y su desembolso durante el segundo semestre de 2018.

A partir del 2T18, PETROPERU mantuvo sus líneas de crédito renovables otorgadas por bancos locales y extranjeros por hasta US\$ 2.8 billones, de los cuales US\$ 1.1 billones aún están disponibles. Esto es suficiente para cubrir las necesidades de capital de trabajo de la Compañía.

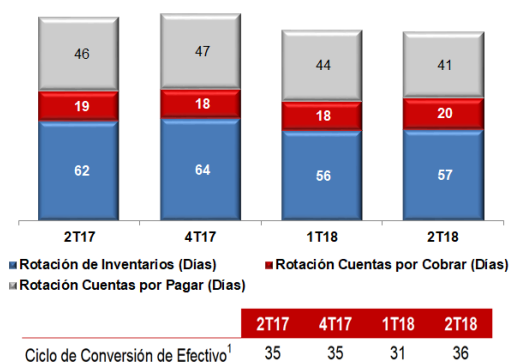
A la fecha, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 56% Bonos, 35% Capital de Trabajo y 9% Préstamos a Corto Plazo para el PMRT. Los costos por préstamos capitalizados al 30 de junio, 2018 relacionados con el PMRT ascendieron a US\$ 33.8 MM (US\$ 74.7 MM durante el 2017). El Capital de Trabajo al 2T18 fue de US\$ -204.5 MM frente a US\$ 395.4 MM en el 2T17.

Composición de la Deuda

2T18



Ciclo de Conversión de Efectivo



Reporte Financiero



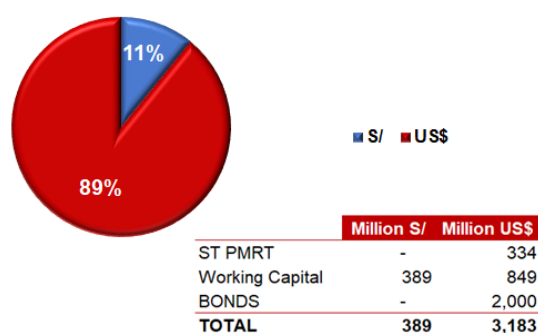
El Ciclo de Conversión de Efectivo al 2T18 alcanzó 36 días, por encima del 1T18 y 2Q17, en parte debido al hecho de que la rotación de inventario disminuyó en comparación con el mismo período en 2017, mayor volumen de ventas y menor volumen de compras.

La Deuda Total se divide en 89% USD y 11% Soles. La Duración promedio de la deuda es de 10.30 años para el bono a 15 años y de 14.39 para el bono a 30 años. Es importante mencionar que el contrato de los bonos emitidos no contempla la obligación de cumplir con los convenios más allá de la entrega de información financiera. Estos bonos no tienen garantías específicas.

El Cronograma de Amortización muestra que los préstamos de corto plazo relacionados al PMRT se pagarán durante el 3T18. Los bonos y sus respectivos cupones que tienen como plazo de vencimiento el 2032 y 2047, se pagarán con la generación de efectivo PMRT.

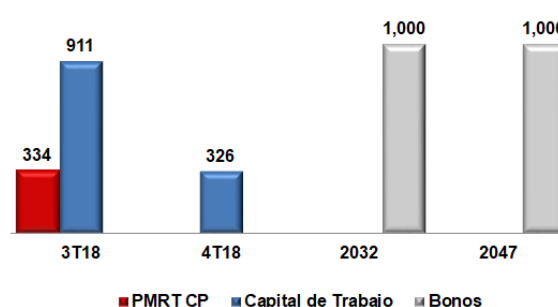
Composición de la Deuda

Desde 2T18 (En Millones de US\$)



Cronograma de Amortización de Deuda

(En Millones de US\$)



INDICADORES FINANCIEROS

Ratios

	2016	2017	LTM 2Q18	2Q17	1Q18	2Q18	YoY	QoQ
EBITDA / Intereses	24.8	10.0	53.4	1.9	10.9	13.4	591.2%	23.5%
Deuda / Activos	47.5%	55.6%	58.7%	63.4%	58.4%	58.7%	-	-
EBITDA / Activos	9.0%	5.8%	6.8%	1.6%	1.6%	2.7%	-	-
Deuda / EBITDA	5.3	9.5	8.7	38.4	35.7	21.9	-42.9%	-38.6%
Ratio de Liquidez	0.42	1.02	0.91	1.17	1.01	0.91	-22.0%	-9.8%

El ratio EBITDA/Intereses hace referencia a un indicador de cobertura de intereses, éste se incrementó 591.2% en el 2T18 respecto al 2T17. Con lo cual queda demostrado que la Compañía puede hacer frente a los pagos de intereses con la utilidad generada por la operación principal de la Compañía hasta 13.4x esto se debe principalmente a que YoY el EBITDA se ha incrementado, mientras que los Gastos Financieros han disminuido.

Por otro lado, la Deuda Total representa más de la mitad del Total de Activos (58.7%) en el 2T18, lo cual principalmente se debe al saldo de la emisión de bonos realizada a mediados del 2017. Respecto al Retorno sobre Activo: EBITDA, al 2T18 este fue de 2.7%, mayor en comparación con el 2T17.

Al 2T18, la Compañía cuenta con un Ratio Deuda/EBITDA de 21.9x, debido al nivel de apalancamiento que esta mantiene, en cierto sentido la Compañía se encuentra en la capacidad de afrontar sus financiamientos en el largo plazo considerando que el financiamiento más relevante es justamente el de largo plazo y se espera que la generación del PMRT pueda hacer frente a estos financiamientos.

Reporte Financiero



Finalmente, al cierre del 2T18 el Ratio de Liquidez se ha reducido en 22.0% respecto al mismo periodo en el 2017 con un Ratio de Liquidez de 0.91 comparado con 1.17 del 2T17. Esto principalmente, por el menor saldo de caja registrado al cierre del 2T18 como resultado del menor saldo disponible de fondos recibidos de la emisión de los US\$ 2 billones, los cuales se encuentran en fondos de liquidez.

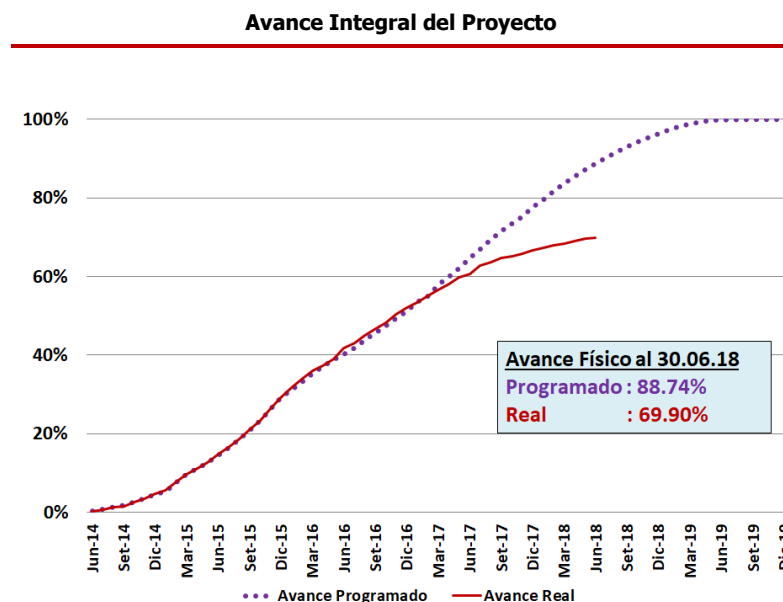
2.3. RESULTADOS OPERATIVOS

PETROPERU se concentra en tres líneas de negocio: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98% del Total de Ingresos Brutos en el 2T18, 2) Arrendamiento y privatización de ciertas unidades, que representaron el 1% del Total de Ingresos Brutos durante el 2T18, y 3) el Oleoducto Nor Peruano, que representó el 1% del Total de Ingresos Brutos durante el 2T18.

Adicionalmente, PETROPERU participa como socio no operador en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote 64, y tiene la opción de participar en el desarrollo del Lote 192 (antes Lote 1 AB). Esta participación aún no genera ingresos para PETROPERU, como se explica más adelante.

PMRT

Al 30 de junio de 2018, el avance del PMRT fue de 69.90% frente al 88.74% programado. Este progreso programado se basa en la primera línea de tiempo incluida en el contrato firmado en 2014 por las unidades de procesamiento con TR, donde se espera completar el proyecto para junio de 2019. La compañía está preparando un nuevo cronograma del proyecto, considerando los retrasos experimentados debido a la licitación adjudicación al Consorcio COBRA-SINOHYDRO de las Unidades Auxiliares, así como a la cartera de trabajos de TR (principalmente en el montaje de tuberías de procesos industriales). Por lo tanto, se espera que la nueva refinería inicie operaciones en diciembre de 2020.



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

Ingeniería de Detalle: Se cuenta con un avance de 99.96% vs 100% programado. Pendiente la culminación de los documentos correspondientes a diagramas de lazos y lista de cables.

Procura: Se cuenta con un avance del 99.56% vs 99.97% programado. La diferencia se debe principalmente a la reposición de los cables de instrumentación, los cuales fueron rechazados por PETROPERU.

Construcción: Se cuenta con un avance del 79.68% vs 88.61% programado, explicado principalmente por el menor avance en el montaje de tuberías y equipos, modificación de tanques e interconexiones, afectando el montaje de instrumentación.

Unidades Auxiliares y Trabajos Complementarios

El 08 de febrero, 2018 se realizó la reunión preliminar con el Consorcio COBRA-SCL UA&TC en la ciudad de Talara, que marcó la fecha de inicio de contrato.

El 27 de abril, 2018 y el 19 de junio, 2018, el Consorcio presentó la primera versión y segunda versión del Cronograma de Obra, respectivamente. El 14 de mayo, 2018, PETROPERU presentó sus comentarios y observaciones a la primera versión. Al 30 de junio de 2018, el Consorcio COBRA-SCL UA&TC tiene pendiente la entrega de su Cronograma definitivo luego de las diversas observaciones que se les ha efectuado.

Financiamiento

Con los US\$ 2 billones provenientes de la emisión de bonos, se realizaron pagos de deuda de corto plazo, pagos por facturas relacionadas con el EPC y finalmente por comisión de estructuración de los bonos de acuerdo con lo dispuesto en la carta mandato. El saldo de los bonos, incluyendo los intereses obtenidos, se encuentra depositado en bancos de inversión y bancos locales y extranjeros.

Respecto al financiamiento con CESCE, se ha solicitado al Agente Administrativo del Contrato (DEUTSCHE BANK, S.A.E.) una extensión del plazo hasta el 31 julio, 2018, para cumplir con la entrega de cierta documentación la cual el Contratista no ha remitido todavía a PETROPERU.

Se estima realizar la segunda emisión de Bonos en el segundo semestre del año 2019, por el monto de US\$ 600 MM.

Contratación de Mano de Obra Local

Al 30 de junio, 2018 la mano de obra local ascendió a 7,444 puestos de trabajo. La mano de obra local no calificada tuvo una participación del 85%, superando el mínimo establecido en el EIA (70%), en tanto, la mano de obra calificada local tuvo una participación de 30%.

PETROPERU continúa con los proyectos de comunicación, participación ciudadana y apoyo al desarrollo local para incrementar las posibilidades de inserción laboral de personas con habilidades en Talara.

REFINACION

El Margen Neto de Refinación fue inferior al 2T17 (US\$ -0.21/Bbl en el 2T18 vs. US\$ 5.76/Bbl en el 2T17), debido a la promulgación del Decreto Supremo (DS) N° 025-2017-EM que condujo a mayores excedentes de Diesel HS, teniendo en cuenta que el Decreto ahora exige que en la región de La Libertad solo se comercialice Diesel ULSD. Este hecho también está afectando la operación de las refinerías de Talara y Conchán, ya que no tienen la capacidad de producir Diesel con las características requeridas en su proceso de producción. Además, los precios de lista se ajustaron y se otorgaron mayores promociones de descuento para mantener las ventas en el mercado local.

Sin embargo, la disminución del Margen Neto de Refinación se viene compensado con los márgenes obtenidos en las operaciones de mezcla (Blending) efectuadas en las refinerías Talara y Conchán para formular Gasolinas de 97 y 95 octanos, así como Diesel ULSD, a partir de componentes importados para, de esa manera, poder cumplir con la normativa del DS mencionado anteriormente. Asimismo, considerando los resultados globales, el margen obtenido en las operaciones de refinación y mezcla en las refinerías ha sido de US\$ 1.40/Bl.

Reporte Financiero



Datos Operativos

	2017	LTM 2T18	2T17	1T18	2T18	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) ⁽¹⁾	94.5	94.5	94.5	94.5	94.5	-	-
Capacidad Utilizada (en MBDC) ⁽²⁾	69.4	69.1	68.1	65.7	69.3	1.7%	5.4%
Producción de Refinados (en MBDC) ⁽³⁾	104.7	108.2	99.9	108.0	111.5	11.6%	3.3%
Margen Neto de Refinación (US\$/bl) ⁽⁴⁾	5.76	3.79	5.76	1.89	-0.21	-103.7%	-111.1%
Margen Neto de Mezcla (US\$/bl) ⁽⁵⁾	11.89	9.69	13.72	11.74	5.58	-59.3%	-52.5%
Margen Total Neto (US\$/bl) ⁽⁶⁾	7.28	5.36	7.87	4.98	1.40	-82.2%	-71.9%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽⁷⁾	73.4%	73.1%	72.1%	69.5%	73.3%	-	-
Volúmenes de venta (en MBDC)	145.2	147.5	141.4	148.6	150.6	6.5%	1.3%

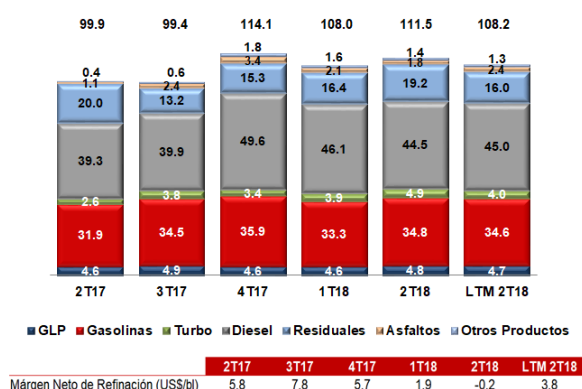
Notas:

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

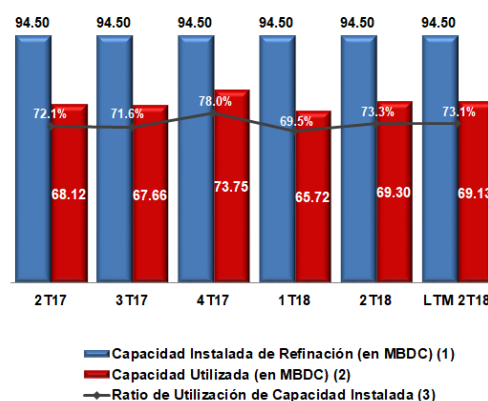
La producción fue más alta en comparación con el mismo período del año anterior (111.5 vs. 99.9 KBPD), debido a un paro del 27 al 31 de mayo de 2017 en las unidades de procesamiento de la Refinería de Talara debido a un incendio en la Unidad de Destilación al Vacío. El índice de utilización de la capacidad fue 73.3% en el 2T18, similar al 73.1% del 2T17.

Productos Refinados

(En MBDC)



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 refinерía medida por el crudo procesado (en miles de barriles medios por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica

OLEODUCTO NOR PERUANO (ONP)

En el periodo enero – junio 2018, se ha transportado por el ONP los siguientes volúmenes:

Tramo	Volumen bombeado a junio 2018 (MB)
TRAMO I	524.76
TRAMO II	2,326.44
ORN	1,493.23

A través del Oleoducto Ramal Norte (ORN), no se ha bombeado petróleo crudo durante el mes de junio, debido a la contingencia ocurrida en el kilómetro 12, distrito de Andoas, provincia Datem del Marañón, región Loreto (contingencia descrita líneas abajo), y por ende ha habido un menor volumen bombeado a través del Tramo II.

Al mes de junio 2018, se ha embarcado en el Terminal Bayóvar, los siguientes volúmenes:

- ✓ 405.6 MBI de crudo Loreto de PETROPERU.
- ✓ 946.1 MBI de crudo Loreto de Pacific y Perupetro S.A.
- ✓ 423.3 MBI de Residual y Crudo Importado para Refinerías de la Costa (PETROPERU).

El 25 de mayo, 2018 ocurrió una contingencia en el km. 12, cruce subfluvial del ORN con el río Pastaza, ocasionada por la crecida extraordinaria del río (dicho río en el lado ecuatoriano originó grandes inundaciones obligando a la evacuación de los pobladores de 9 comunidades nativas); causando una fisura en la tubería y consecuentemente un pequeño derrame de crudo, cuyo efecto social y ambiental está siendo evaluado por la empresa ERM.

Con referencia a las contingencias ocurridas en el primer trimestre, por cortes a la tubería del Tramo I, en los Kms. 20+204 (27 de febrero, 2018) y Km 87+887 (11 de marzo, 2018), las empresas LAMOR y KANAY, respectivamente ejecutan la limpieza, remediación y disposición final de los Residuos sólidos peligrosos.

En relación, al estado de las contingencias ocurridas en años anteriores se tiene lo siguiente:

FECHA	UBICACIÓN	ESTADO	% AVANCE A JUNIO
03.02.2016	Km 206+035 - ORN	Limpieza y remediación: 100% En ejecución retiro de residuos sólidos peligrosos	57
24.06.2016	Km 213+992 - Tramo I	Limpieza y remediación: 100% Se culminó el retiro de residuos sólidos peligrosos	100
25.10.2017	Km 24+367 - Tramo I	Culminó la ejecución del servicio de limpieza, remediación y retiro de residuos sólidos peligrosos	100
07.11.2017	Km 221+046 - ORN	En ejecución el servicio de limpieza, remediación y retiro de residuos sólidos peligrosos	78

PETROPERU continúa trabajando con empresas locales el Sistema de Alerta Temprana y el Desbroce del Derecho de Vía del ONP, como mecanismo de seguridad participativa. Adicionalmente, ha firmado con la Policía Nacional del Perú un Convenio con la finalidad de brindar seguridad a las instalaciones del ONP.

Respecto al proyecto para la modernización del ONP, se ha programado en una primera fase, la ejecución del Diagnóstico de todo el Sistema de Transporte y la Ingeniería Conceptual para la referida modernización, lo cual tomará un período de aproximadamente 5 meses. Al 30 de junio, nos encontramos en pleno de proceso de contratación. Cabe mencionar, que la Segunda Fase comprende la Ingeniería Básica Extendida y la Tercera Fase el EPC (Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción).

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

Al 2T18, GeoPark (Socio Operador) del Lote, realizó la Segunda Ronda de Talleres (CCNN Caballito, Brasilia, Katira) de la Participación Ciudadana, y presentó a SENACE el 28 de junio, 2018 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del Proyecto de Desarrollo del Yacimiento Situche Central para su revisión y aprobación. Se estima contar con el EIA aprobado en diciembre de 2018. Así mismo, el levantamiento de información de campo para la ingeniería de facilidades de producción presenta un avance de 85%.

Respecto al Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del Programa Exploratorio, GeoPark ha llevado a cabo reuniones preliminares informativas con las comunidades, como preparación para desarrollar el Primer Taller del Plan de Participación Ciudadana del EIA Exploratorio, estimándose llevar a cabo en el tercer trimestre del 2018.

Lote 192

A junio 2018, dada la contingencia ocurrida en el km 12 del ONP, el Contrato de Servicios Temporal con Frontera Energy, entró en Fuerza Mayor desde junio del presente año, por ello se estima que el Lote continuará siendo operado por Frontera Energy hasta el Tercer Trimestre 2019.

Luego de que PETROPERU fuera calificada por Perupetro S.A. como empresa petrolera al 100% para asumir el Contrato de Licencia de Explotación del Lote, Perupetro S.A. comunicó que el inicio de la negociación directa se daría en un plazo de 90 días (fines de abril); posteriormente, el plazo fue ampliado hasta fines de julio del presente año. Por otro lado, PETROPERU inició el proceso de contratación del Servicio de Asesoría Financiera para la Selección de una Empresa Petrolera o Consorcio para la Cesión de Participación en el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192.

ALQUILERES Y UNIDADES PRIVATIZADAS

Este segmento corresponde a otros ingresos por contratos de operación de los terminales y arrendamiento de determinadas instalaciones. los ingresos reportados en este segmento se clasifican en Otros Resultados Operativos, alcanzando US\$ 17.8 MM en el 2T18.

Este rubro considera el desarrollo de estudios para generar valor de los activos de PETROPERU.

3. OTROS ASPECTOS DE GESTIÓN QUE IMPACTAN LOS RESULTADOS

3.1. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

Durante el 2T18, los principales avances en materia de Buen Gobierno Corporativo (BGC) han sido los siguientes:

1. En relación a los Informes de Resultados de Gestión, durante el 2T18, la JGA aprobó la Memoria Anual 2017 (que incluye como anexo la evaluación del Cumplimiento de los principios del Código de BGC para las Sociedades Peruanas) y, el Directorio aprobó el Informe Anual de BGC 2017 (gestión de la Compañía respecto a las prácticas del BGC).
2. El 28 de mayo, 2018 se aprobó la actualización del Código de Buen Gobierno Corporativo de PETROPERU, en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1292 que, en su artículo 3°, establece que el referido Código deberá estar acorde a prácticas internacionales para empresa del sector hidrocarburos.
3. PETROPERU se sometió a una evaluación de cumplimiento de Buen Gobierno Corporativo, correspondiente al periodo 2017 (efectuado durante los meses de abril – mayo 2018), la cual fue realizada por la empresa Mercados de Capitales, Inversiones y Finanzas, Consultores S.A. obteniéndose un 83.7%; superándose el requisito de 80% que establece la Bolsa de Valores de Lima a las empresas para ser reconocidas como empresas que cuentan con buenas prácticas de Gobierno Corporativo.
4. En relación al Sistema de Integridad, se han realizado las siguientes actividades:

- a. Ejecución del Servicio de Implementación del "Sistema de Prevención Delitos de Corrupción", a cargo de la empresa Ernst & Young, en el marco del cumplimiento de la Ley N° 30424 y el D.L N°1352.
 - b. Establecimiento de lazos con instituciones ligadas a temas de ética y transparencia con la finalidad de estrechar lazos con ellas y consideren nuestra participación en actividades de la materia.
 - c. Publicidad del Código de Integridad de PETROPERU a varias empresas relacionadas, ofreciendo la disposición de visitarlos y darles a conocer el Sistema de Integridad.
 - d. En el marco del Plan de Trabajo para la consolidación del Sistema de Integridad, Gerencia General aprobó el "Decálogo del Trabajador Ético de PETROPERU".
 - e. Con fecha 28 de mayo, 2018 el Presidente del Directorio de PETROPERU, el Sr. James Atkins Lerggios junto a los demás integrantes de la Alta Dirección y el Gerente General suscribieron el Acta de Compromiso para el fortalecimiento del Sistema de Integridad de PETROPERU y la implementación de normas nacionales e internacionales que contribuyan a prevenir actos contrarios a la ética y delitos de fraude, corrupción, lavado de activos y financiamiento del terrorismo.
5. En relación a Transparencia de la información, las actividades desarrolladas son:
- a. El 07 de mayo, 2018 el Directorio aprobó la actualización del Procedimiento para la publicación de información en el Portal de Transparencia de PETROPERU, a través del cual los principales grupos de interés se podrán informar de los resultados de nuestro desempeño y sobre los principales proyectos institucionales, en el marco de la Política de Información y Comunicaciones.
 - b. El 28 de mayo el Directorio aprobó la "Política Corporativa de Transparencia de Petróleos del Perú - PETROPERU", la cual tiene como objetivo establecer lineamientos necesarios para que el tratamiento del acceso a la información pública de la Empresa se lleve a cabo con honestidad, exactitud y transparencia, siempre que haya sido creada, obtenida, y se encuentre en posición y bajo el control de PETROPERU, de acuerdo a lo establecido en el T.U.O de la Ley de Transparencia, el Reglamento y modificatorias.

3.2. GESTIÓN SOCIAL Y AMBIENTAL

Respecto a la Gestión Social y Ambiental de la empresa, durante el 2018 se han venido realizando actividades que como siempre ponen de manifiesto el interés de PETROPERU por realizar un trabajo responsable con la sociedad y el ambiente.

En relación a la Gestión Social, se realizó la presentación del Plan de Gestión Social de PETROPERU en el marco de la muestra fotográfica "Ojos de la Amazonía", en el cual presentamos nuestra estrategia que se basa en análisis de los grupos de interés y los riesgos sociales de la Empresa, asimismo se potenciarán los aspectos de gestión de compromisos, gestión de proveedores y empleo local, así como proyectos productivos. Además, fue lanzado el Software de Gestión Social de PETROPERU con la participación de funcionarios de la Sub Gerencia de Sistemas e Informática y de la Sub Gerencia de Relaciones Comunitarias en cual permitirá registrar la información social generada en operaciones y poder contar con la misma en tiempo real para tomar mejores decisiones.

El oleoducto, con la finalidad fortalecer la identidad, el liderazgo e identificación de oportunidades para proyectos productivos, la Compañía firmó el Convenio de Cooperación con el Centro de Innovación Productiva y Transferencia Tecnológica (CITE) del Ministerio de la Producción para iniciar proyectos productivos en el Oleoducto Nor Peruano (ONP), y también el Convenio de Cooperación Interinstitucional con la asociación Nación Awajún Wampis (NAW Perú) que comprende comunidades entre la Estación 5 y la Estación 7 del Tramo II del ONP.

También, en el marco de nuestra estrategia de fortalecimiento de empresas locales, se concretó una reunión con los contratistas del ONP en el mes de abril en la ciudad de Piura para abordar importantes temas de Gestión Social tales como cortes de tubería por acción de terceros, lineamientos de Gestión Social y base de datos de proveedores calificados (BDPC). La reunión se llevó a cabo con 80 contratistas de Iquitos, Yurimaguas, San Lorenzo, Estación 5, Morona, Lima y Piura.



Por otro lado, en coordinación con RENIEC¹⁵, se realizó la campaña gratuita para la obtención del Documento Nacional de Identidad (DNI), dirigida a la población de 12 comunidades aledañas al ONP logrando atender cerca de 800 pobladores. Asimismo, se ha iniciado la campaña de reforzamiento y capacitación de un centenar de promotores de salud con el objetivo de reducir los índices de desnutrición crónica y anemia infantil.

Por su parte, en Talara se han iniciado los estudios de diagnóstico de los proyectos productivos priorizados para la zona, relacionados a la gestión de residuos sólidos, la mejora de la pesca artesanal y la promoción del turismo. Adicionalmente, se realizó un seminario de Gestión Empresarial dirigido a 37 empresas con el objetivo de promover y fortalecer el desempeño de las empresas de la zona. Asimismo, alineado a nuestra línea de emprendimiento "Haciendo Camino" inauguró la V edición de la Feria de Emprendimiento: Mujeres en Acción, en la que participan mujeres de la región que en el 2017 fueron capacitadas en los talleres productivos que dictó el Servicio Nacional de Adiestramiento en Trabajo Industrial (Senati) por encargo de PETROPERU.

En Conchán, se realizó la Campaña de Prevención de Incendios y Primeros Auxilios con los principales asentamientos aledaños a la Refinería. También se desarrolla "La Academia Petroperú" en la que participan 80 niñas y niños de dichas poblaciones quienes reciben clases de fútbol y vóley. Asimismo, en abril, quince jóvenes mujeres becadas por la Empresa, comenzaron clases en la carrera técnica de Fisioterapia y Rehabilitación, gracias a un convenio entre PETROPERU y el Instituto Superior Arzobispo Loayza.

En Ilo, PETROPERU presentó ante las autoridades y la sociedad civil de Ilo el Plan de Relaciones Comunitarias, que forma parte del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para la construcción del nuevo Terminal de Ventas de Ilo, que abastecerá de combustibles líquidos a la región sur del país.

En relación a la Gestión Ambiental, la Compañía se encuentra a la espera de la aprobación, por parte de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MINEM, de los Informes de identificación de sitios posiblemente contaminados que superen los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo en sus emplazamientos a lo largo de todas nuestras Operaciones, a fin de continuar con las siguientes etapas del proceso enmarcado en el cumplimiento del ECA para Suelo.

De igual forma, PETROPERU continuó la ejecución de los trabajos de limpieza y remediación de las áreas afectadas por los derrames de petróleo ocurridos en el Oleoducto Nor Peruano durante el 2017 y 2018, y originados principalmente por actos de terceros. Asimismo, a fines de mayo 2018 se reportó una fuga de petróleo a la altura del km 12+200 de Oleoducto Ramal Norte, como consecuencia de la crecida anómala del río Pastaza. Inmediatamente detectado el evento, PETROPERU ejecutó su plan de contingencia, así como viene desplegando actividades y recursos para la limpieza y remediación ambiental de las áreas afectadas por el evento, las que se encuentran a cargo de personal altamente especializado y capacitado. Los trabajos de limpieza y remediación tienen previsto culminar a finales de agosto 2018.

Paralelamente, la Compañía está en un proceso de diálogo y entendimiento permanente con las comunidades de Andoas, así como ha puesto en marcha un proceso sistemático de monitoreo ambiental enfocado al seguimiento y evolución de la rehabilitación de los suelos, aguas superficiales y sedimentos acuáticos, así como de la flora y fauna de las zonas remediadas.

3.3. ASPECTOS ORGANIZACIONALES

Como se reportó en el Primer Trimestre 2018, el 14 de marzo de 2018, se dio inicio al Proceso de Gestión del Desempeño, cuya fase de Evaluación ha sido completada al 100% al 30 de junio de 2018. Dentro de este contexto, se ha aprobado la Política de Gestión del Desempeño y la actualización de la Política de Sucesión de la Compañía. Asimismo, dentro de este Proceso se ha considerado competencias de Ética y Valores dentro de la Descripción de Puestos del Personal en la Compañía.

Además, se han establecido Objetivos Funcionales para cada Gerencia, los cuales están siendo evaluados permanentemente.

Como resultado de la Negociación Colectiva del año 2017, se pactó con la Coalición Nacional de Sindicatos de PETROPERU, la modificación de algunos beneficios, aplicable al personal ingresante a partir del 01/01/2018, lo cual está teniendo y tendrá en el

¹⁵ National Registry of Identification and Civil Status Organization

Reporte Financiero



mediano y largo plazo, un impacto económico positivo a través de la optimización de costos en la Planilla Remunerativa de la Compañía.

A mediados de mayo 2018, se completó el Programa de Desvinculación Voluntaria, dirigido al personal cuya edad oscila entre los 66 y 69 años, así como para el personal con situación de salud crítica. Como resultado de este Programa, sesenta y dos (62) trabajadores han accedido al proceso de desvinculación.

La Compañía está en camino hacia un cambio de su Cultura Organizacional, el cual descansa en tres pilares importantes: 1) Integridad 2) Seguridad y 3) Gestión de Riesgos. Se está trabajando para que esta Cultura sea ponderada a través del uso de la tecnología y un sistema de gestión del desempeño.

Respecto a las acciones orientadas a ejecutar las estrategias de atracción y retención de talento, se vienen sosteniendo reuniones con consultoras del rubro, en búsqueda de propuestas para desplegar acciones y actividades para atraer y retener el talento.

Reporte Financiero



Resumen Financiero

Estado de Resultados

En Millones de US\$	2016	2017	LTM 2T18	2T17	1T18	2T18	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	3,052.5	3,585.5	3,999.5	844.7	997.3	1,103.6	30.6%	10.7%
Ventas al Exterior	265.2	393.7	464.0	78.8	135.3	104.3	32.3%	-22.9%
Otros Ingresos Operacionales	72.2	72.3	74.9	20.5	21.0	17.8	-13.4%	-15.6%
Total Ingresos	3,390.0	4,051.6	4,538.4	944.0	1,153.6	1,225.6	29.8%	6.2%
Costo de Ventas	-2,834.8	-3,462.3	-3,858.2	-855.9	-1,005.8	-1,075.4	25.6%	6.9%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	83.6%	85.5%	-85.0%	-90.7%	-87.2%	-87.7%	-	-
Ganancia Bruta	555.2	589.2	680.3	88.1	147.8	150.2	70.5%	1.6%
Margen Bruto (%)	16.4%	14.5%	15.0%	9.3%	12.8%	12.3%	-	-
Gastos Operativos	-449.5	-290.7	-332.6	-32.0	-27.0	-103.8	224.6%	284.3%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	13.3%	7.2%	7.3%	3.4%	2.3%	8.5%	-	-
Resultado Operativo	105.7	298.6	347.6	56.1	120.8	46.4	-17.3%	-61.6%
Margen Operativo (%)	3.1%	7.4%	7.7%	5.9%	10.5%	3.8%	-	-
Resultado Neto	40.7	185.1	213.1	46.2	89.0	24.3	-47.4%	-72.7%
Margen Neto (%)	1.2%	4.6%	4.7%	4.9%	7.7%	2.0%	-	-
EBITDA Ajustado	376.6	347.3	411.9	23.4	98.3	64.2	174.2%	-34.7%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	11.1%	8.6%	9.1%	2.5%	8.5%	5.2%	-	-

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

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

Estado de Flujo de Efectivo

En Millones de US\$	2016	2017	LTM 2T18	1T17	2T17	1T18	2T18	YoY	QoQ
Flujo de Caja Operativo	374.9	165.0	150.4	-202.5	31.7	-38.0	-147.4	-565.3%	287.5%
Flujo de Actividades de Inversión	-1,101.0	-1,228.5	-1,023.9	-190.4	-613.7	-235.5	-363.9	-40.7%	54.5%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamier	793.9	1,652.7	-185.9	431.8	1,666.3	183.4	76.1	-95.4%	-58.5%

Estado de Situación Financiera

En Millones de US\$	2016	2017	LTM 2T18	2T17	1T18	2T18	YoY	QoQ
Activo Corriente	1,148.0	2,319.2	2,078.9	2,750.0	2,279.4	2,078.9	-24%	-9%
Activo No Corriente	3,028.7	3,619.6	3,999.7	3,183.4	3,741.0	3,999.7	26%	7%
Total Activos	4,176.8	5,938.7	6,078.6	5,933.3	6,020.5	6,078.6	2%	1%
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,733.4	1,319.2	1,581.0	1,765.6	1,528.0	1,581.0	-10%	3%
Deuda Financiera a Largo Plazo	248.9	1,985.1	1,985.4	1,994.9	1,985.2	1,985.4	0%	0%
Total Deuda Financiera	1,982.4	3,304.3	3,566.3	3,760.5	3,513.2	3,566.3	-5%	2%
Otros Pasivos	1,078.5	1,016.8	781.2	656.2	800.5	781.2	19%	-2%
Total Pasivo	3,060.8	4,321.1	4,347.6	4,416.7	4,313.7	4,347.6	-2%	1%
Patrimonio	1,115.9	1,617.6	1,731.1	1,516.6	1,706.8	1,731.1	14%	1%
Total Pasivo + Patrimonio	4,176.8	5,938.7	6,078.6	5,933.3	6,020.5	6,078.6	2%	1%
Pasivo Corriente	2,728.2	2,266.2	2,283.5	2,354.5	2,258.3	2,283.5	-3%	1%
Capital de Trabajo	-1,580.2	52.9	-204.5	395.4	21.1	-204.5	-152%	-1069%
Deuda / EBITDA	5.3	9.5	55.5	160.6	35.7	55.5	-65%	55%