

Petroperú¹ Informe de Resultados Tercer Trimestre 2018 - 3T18

Lima, Perú, 31 de octubre, 2018: Petroperú (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el período finalizado el 30 de setiembre de 2018 ("3T18"). Para un análisis completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 3T18² 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 3T18, los Ingresos Totales aumentaron en 20.5% en comparación con el 3T17, debido al aumento en ventas nacionales y extranjeras, sin embargo, PETROPERU registró una Utilidad Neta de US\$ 38.7 MM, una disminución de 41.5% en comparación con US\$ 66.1 MM en 3T17 explicada principalmente por la reducción en el Margen Bruto. En línea con ello, se ha dado una reducción del 78% del EBITDA ajustado YoY³ que ascendió a US\$ 32.2 MM.

El avance físico integral del PMRT al 3T18, fue de 70.72%. Respecto al EPC del proyecto, la Ingeniería de Detalle cuenta con un avance de 99.99%, la Procura de equipos y materiales, con un avance de 99.8%; y la Construcción con un avance de 82.54%. Con respecto a las Unidades Auxiliares, PETROPERU ha aprobado el cronograma presentado por el Consorcio COBRA-SCL UA&TC (a cargo del EPC), el cual se encuentra alineado a la fecha de culminación del Proyecto (diciembre 2020).

Respecto al crédito sindicado con garantía de CESCE, PETROPERU ha solicitado al Agente Administrativo del Contrato de Línea de Crédito de CESCE (DEUTSCHE BANK, S.A.E.) una extensión de plazo hasta diciembre 2018, para culminar con la entrega de la documentación solicitada en el Credit Agreement, la cual el contratista EPC tiene que presentar.

Respecto al ONP, se ha bombeado petróleo crudo en sus tres tramos a pesar de la contingencia reportada en el 2T18 (incidente ocurrido cerca al Km. 12 del ORN, el cual fue solucionado temporalmente con la instalación de tuberías flexibles). En relación al proyecto para la modernización del ONP, la ejecución de la primera fase (Diagnóstico de la infraestructura del Sistema de Transporte y la Ingeniería Conceptual), inició el 06.08.2018, el mismo que se estima culmine el 24.12.2018. Cabe mencionar, que la segunda fase comprende la Ingeniería Básica Extendida y la tercera fase el EPC (Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción).

Respecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se estima contar con el EIA⁴ de Desarrollo (Lote 64) aprobado en enero/febrero del 2019. Se ha culminado la elaboración de la ingeniería conceptual del Proyecto de Desarrollo del Yacimiento Situche

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

² Estados Financieros Intermedios por el periodo Tercer Trimestre 2018 terminado en setiembre 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 YoY: Compara los resultados financieros del periodo actual con los de similar periodo del año anterior.

⁴ EIA: Estudio de Impacto Ambiental.

Central en sus fases A y B y se elaborará la Ingeniería Básica. Para el caso del Lote 192, Perupetro S.A.⁵ comunicó la ampliación del plazo para iniciar las negociaciones hasta nuevo aviso, debido a que aún no se ha podido iniciar el proceso de Participación Ciudadana.

La empresa viene gestionando al personal en base a sus competencias y al nuevo perfil necesario para la modernización de los procesos de la cadena de valor, realizando acciones como la gestión de desempeño, fortalecimiento de la cultura organizacional y del clima laboral, y la revisión de la estructura organizacional.

1.1. PRINCIPALES ASPECTOS FINANCIEROS

- Durante el 3T18, los Ingresos Totales aumentaron en 20.5% en comparación con el 3T17, debido al aumento en ventas nacionales y extranjeras YoY. Los Ingresos Domésticos y de Exportación aumentaron en 20.8% y 24.1% YoY, respectivamente, principalmente debido a un efecto precio.
- El Volumen total de ventas alcanzó 153.6 MBDC⁶ en el 3T18 desde 152.6 MBDC en el 3T17, 86.0% de las ventas (132.1 MBDC) se concentraron en el Mercado Nacional. El volumen de productos refinados alcanzó 111.0 MBDC en el 3T18.
- La Utilidad Bruta se redujo de US\$ 179.6 MM en el 3T17 a US\$ 62.2 MM en el 3T18 (-65% YoY), debido a que los precios de venta de los productos no se han incrementado en la misma proporción que los precios de adquisición. La Utilidad de Operación disminuyó (-66% YoY) de US\$ 123.2 MM en el 3T17 a US\$ 41.8 MM en el 3T18, principalmente como resultado del mayor incremento en los costos de adquisición de productos, lo que a su vez conlleva a un incremento mayor proporcionalmente del Costo de Ventas que de los Gastos Administrativos y de Venta.
- Asimismo, la Utilidad Neta en el 3T18 fue de US\$ 38.7 MM en comparación con US\$ 66.1 MM en el 3T17, debido a la razón antes mencionada.
- En ese sentido, el EBITDA⁷ ajustado cayó a US\$ 32.2 MM (-78% YoY). El Margen EBITDA Ajustado se redujo de 13.7% en el 3T17 a 2.5% en el 3T18, debido al efecto que han tenido los precios de importación frente a los de venta, y a su vez el volumen de importaciones que ha tenido la Compañía.
- El Flujo de Caja de las Actividades Operativas fue de US\$ -134.6 MM en el 3T18 comparado con los US\$ 230.0 MM en el 3T17. Este déficit se debe principalmente al mayor Costo de Ventas luego del incremento del pago a proveedores por las compras de crudo y productos.

1.2. PRINCIPALES ASPECTOS OPERACIONALES, COMERCIALES Y DE GESTIÓN

El avance físico integral del PMRT al 3T18, fue de 70.72%. La medición del avance físico integral del PMRT será revisada después de la aprobación del cronograma integral, el cual integrará el cronograma del contrato EPC firmado con Consorcio Cobra-SCL UA&TC y la modificación del cronograma del contrato EPC con Técnicas Reunidas.

Respecto al EPC del proyecto, la Ingeniería de Detalle cuenta con un avance de 99.99%; la Procura de equipos y materiales, con un avance de 99.8%; y la Construcción con un avance de 82.54. Se encuentra pendiente la definición de la ingeniería de las interconexiones de las unidades auxiliares, la reposición de unos cables de instrumentación rechazados y el montaje de tuberías y equipos.

Con respecto a las Unidades Auxiliares, PETROPERÚ ha aprobado el cronograma presentado por el Consorcio COBRA-SCL UA&TC (a cargo del EPC), el cual está alineado a la fecha de culminación del Proyecto a diciembre 2020.

Respecto al crédito sindicado con garantía de CESCE, PETROPERU ha solicitado al Agente Administrativo del Contrato de Línea de Crédito de CESCE (DEUTSCHE BANK, S.A.E.) una extensión de plazo hasta diciembre 2018, para culminar con la entrega de la documentación solicitada en el Credit Agreement, la cual el contratista EPC tiene que presentar.

⁵ 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/>

⁶ MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

⁷ 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.



Para el 3T18, el Margen Neto de Refinación llegó a su mínimo en los últimos periodos (-US\$ 3.26/BI en el 3T18 vs. US\$ 7.75/BI en el 3T17) debido a que en agosto la Unidad de Craqueo Catalítico (UCC) de la Refinería Talara estuvo fuera de servicio durante 42 días, y el Residual Primario Selva (RPS) tuvo menor realización al ser procesado en la Unidad de Destilación Primaria (UDP) en vez de la UCC. Asimismo, en setiembre la Unidad de Destilación al Vacío (UDV) de la Refinería Talara no pudo procesar el residual primario porque salió de servicio durante 6 días para reparación de internos de la fraccionadora, lo que afectó la operación de la UDP y UCC de dicha refinería.

PETROPERU es el líder del mercado nacional de combustibles con una participación del 48% en el periodo enero/agosto 2018. Pese a que existe una competencia agresiva en el mercado, la Compañía viene trabajando en potenciar las ventas de sus dos productos más importantes, el Diesel y las gasolinas, que tienen una participación de 59% y 66% respectivamente. PETROPERU mantiene una red de 678 estaciones de servicio afiliadas a setiembre de 2018, distribuidas a nivel nacional en las 24 regiones del país.

Respecto al ONP, se ha bombeado petróleo crudo en sus tres tramos a pesar de la contingencia reportada en el segundo trimestre (incidente ocurrido cerca al Km. 12 del ORN, el cual fue solucionado temporalmente con la instalación de tuberías flexibles). En relación al proyecto para la modernización del ONP, la ejecución de la primera fase (Diagnóstico de la infraestructura del Sistema de Transporte y la Ingeniería Conceptual), se inició el 06.08.2018, el mismo que se estima culmine el 24.12.2018. Cabe mencionar, que la Segunda Fase comprende la Ingeniería Básica Extendida y la Tercera Fase el EPC (Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción).

En forma paralela a este servicio, se vienen realizando algunas actividades para la operación, segura y confiable del sistema de transporte, entre ellos tenemos: Instalación de Transmisores de Presión en el Tramo I y ORN; Adquisición e Instalación de Válvulas de Bloqueo en todo el ONP; y la Mejora al Sistema de Supervisión y Control SCADA.

Respecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, el 16.08.2018, SENACE⁸ declaró que el EIA de Desarrollo del Yacimiento Situche Central del Lote 64 fue admitido. Se estima contar con el EIA de Desarrollo aprobado en enero/febrero del 2019. Se ha culminado la elaboración de la ingeniería conceptual del Proyecto de Desarrollo del Yacimiento Situche Central en sus fases A y B, se elaborará ahora la Ingeniería Básica del mismo. Para el caso del Lote 192, Perupetro S.A.⁹ comunicó con fecha 21.09.2018, que se ampliaba el plazo para iniciar las negociaciones hasta nuevo aviso, debido a que aún no se ha podido iniciar el proceso de Participación Ciudadana. Perupetro S.A. ha llegado a un acuerdo con las Comunidades Nativas y estima realizar los Eventos de Participación Ciudadana en la semana del 20 al 24 de noviembre de 2018.

Respecto a la Gestión Social y Ambiental de la empresa, durante el 3T18 se han venido realizando actividades que afirman el interés de PETROPERU por realizar un trabajo responsable con la sociedad y el ambiente 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, originados principalmente por actos de terceros. Además, la Compañía se encuentra a la espera de la aprobación 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 identificar aquellas áreas que requieren su atención.

2. ANÁLISIS FINANCIERO Y OPERATIVO

2.1. ENTORNO MACROECONOMICO

De acuerdo a lo indicado por el Viceministro de Economía, en el 3T18 hubo una contracción en la economía peruana con un crecimiento estimado del PBI (Producto Bruto Interno) de 2.4%, lo cual según indicó el Viceministro, se debe principalmente a la volatilidad de los mercados externos por el lado del alza en las tensiones por la guerra comercial entre Estados Unidos y China y el ajuste de la política monetaria en las principales economías del mundo, esto a su vez afectó negativamente el mercado cambiario y los precios de los metales, lo que, a nivel local, generó un débil desempeño del sector primario. Pese a todo ello, indicó que Perú

⁸ Servicio Nacional de Certificación Ambiental. Responsable de revisar y aprobar los EIA de proyectos de inversión privados, del Estado, o mixtos.

⁹ 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/>

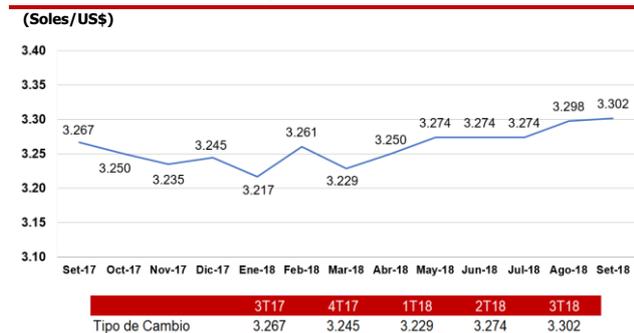
Reporte Financiero



dispone de fundamentos macroeconómicos sólidos para encarar dichas turbulencias, y si bien el 3T18 no ha sido alentador, mantienen las expectativas de crecimiento del Ministerio de Economía y Finanzas en 4% en línea a cumplir con el objetivo de 2018.

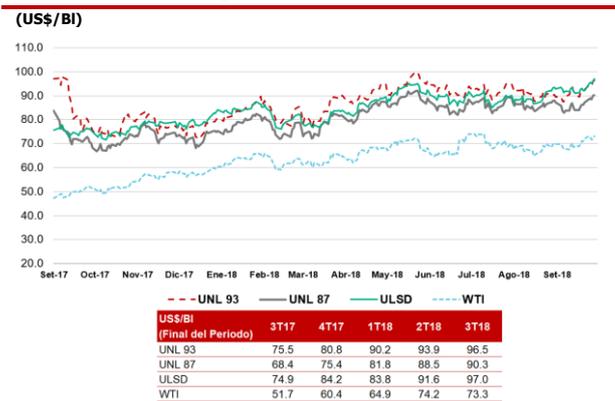
En relación a la inflación anual, en el mes de setiembre se situó dentro del rango meta del BCRP (de 1 a 3 por ciento), llegando a ubicarse en 1.3%, debido a la normalización gradual de los precios. En tanto que, en agosto, la inflación sin alimentos y energía se ubicó en 2.0%. De acuerdo a las estimaciones del BCRP, tanto la tasa de inflación como las expectativas continuarán convergiendo gradualmente hacia 2% por ciento en el horizonte de proyección.

Tipo de Cambio



Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales



Fuente: Platt

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

Con respecto al tipo de cambio, a partir del mes de marzo 2018 mantuvo una tendencia creciente hasta fines de setiembre 2018 registrando una depreciación de 2.3% cerrando el 3T18 en S/ 3.302, esto se explica por las altas tensiones respecto a la guerra comercial que se viene desarrollando entre Estados Unidos y China.

El precio del petróleo durante el 3T18 fue muy volátil, pero mostró una ligera tendencia al alza, (en comparación al mismo periodo 2017 que mostró un comportamiento a la baja). Muchos han sido los eventos que han movido el precio del WTI durante el 3T18. Para el mes de julio, Arabia Saudita y Rusia informaron que se incrementaría la producción de petróleo en 1 millón de barriles, además hubo una caída en las exportaciones de crudo iraní por las sanciones impuestas por Estados Unidos y reducción del consumo de crudo de las refinerías chinas por las tensiones con Estados Unidos. En agosto, hubo una caída en las exportaciones de crudo de Irán y una reducción de producción en Libia, además del declive político-económico de Venezuela. Para el mes de setiembre, Arabia Saudita decidió no intervenir en el mercado en busca de evitar el incremento del precio del crudo y se generó una menor producción de crudo a nivel mundial.

La cotización promedio del petróleo WTI se ha incrementado paulatinamente en el transcurso del año, registrando en el 3T18 una cotización promedio de US\$ 70/BI, llegando a alcanzar al cierre de setiembre un precio de US\$ 72/BI. El incremento se debió a expectativas de menor oferta de la OPEP y menores inventarios de crudo en Estados Unidos.

Durante el 3T18, los diferenciales entre los precios de las gasolinas UNL 93 y UNL 87 en la Costa del Golfo de EEUU (USGC) y el precio del crudo WTI, mostraron una volatilidad con una tendencia decreciente en relación a la registrada en el segundo trimestre del año 2018.

En el caso del Diesel 2 ULS (menor a 50 ppm), durante el 3T18 el diferencial fue similar al registrado en el segundo trimestre del año y en el caso del residual 6 (3% de azufre), el diferencial registró un comportamiento muy volátil, con tendencia ascendente durante los últimos meses.

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 entre 85-90% del precio ex-planta (antes de impuestos y márgenes de estaciones de servicio mayoristas) corresponde a los precios

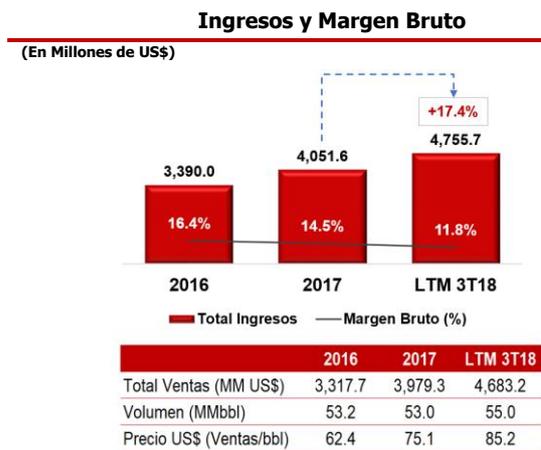
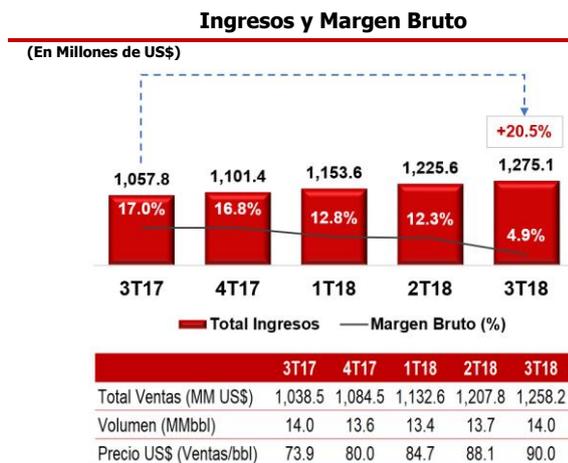
Reporte Financiero



del mercado internacional. La estructura de Precios de Paridad de Importación consiste en el valor USGC (Valoraciones de precio Platt más Ajustes de Calidad) más flete, seguro, costos de importación (inspecciones, tarifas portuarias, costos financieros, sobreestadía), rendimiento, costos de distribución, margen de ganancia y tarifas de OSINERGMIN¹⁰.

2.2. RESULTADOS FINANCIEROS

ESTADO DE RESULTADOS



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

Los Ingresos Totales alcanzaron US\$ 1,275.1 MM en el 3T18, un incremento de 20.5% YoY. Esta variación se debe al incremento en el volumen vendido localmente respecto al vendido en el 3T17 y al incremento en el precio de venta en 19%.

Las Ventas Locales aumentaron en 20.8% de US\$ 922.3 MM en el 3T17 a US\$ 1,113.9 MM en el 3T18. Las exportaciones también se incrementaron en 24.1% YoY de US\$ 116.2 MM a US\$ 144.2 MM. Entre los productos que la Compañía exporta se encuentra el Diesel 2¹¹ (Diesel HS¹², que solía venderse localmente), la Nafta Virgen, N°6 Fuel Oil, entre otros. El Total Ventas (excluyendo Otros Ingresos) creció en 21.2% comparado con el 3T17.

El Margen Bruto se redujo de 17% en el 3T17 a 4.9% en el 3T18, considerando el incremento en el Costo de Ventas de 38.1% respecto al 3T17, debido a que los ajustes en los precios de venta se han realizado en menor magnitud al incremento de los precios de compra, reflejado en el menor diferencial de precios en el periodo.

¹⁰ OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

¹¹ Diesel 2: Diesel HS (High Sulphur) sin Biodiesel

¹² Diesel HS: High Sulphur Diesel o "Diesel B5 (HS)"

Reporte Financiero



Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	3T17	3T18	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ^{(1) (2)}	52.7	47.9	-8.9%	3.8%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	238.8	280.0	17.2%	22.3%
Turbo A-1	26.0	31.3	20.2%	2.5%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	562.7	639.8	13.7%	50.9%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	12.3	13.6	10.2%	1.1%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	15.4	20.7	34.6%	1.6%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	10.6	18.1	71.0%	1.4%
Otros ^{(1) (3)}	3.9	62.5	1512.1%	5.0%
Total Ventas Locales	922.3	1,113.9	20.8%	88.5%
EXPORTACIONES				
Nafta Virgen	20.3	15.2	-25.1%	1.2%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	46.5	78.2	68.0%	6.2%
Diesel 2	39.4	39.5	0.3%	3.1%
Otros ⁽⁴⁾	10.0	11.4	13.8%	0.9%
Total Ventas Exterior	116.2	144.2	24.1%	11.5%
Total Ventas Locales y Exportaciones	1,038.5	1,258.2	21.2%	
Otros Ingresos Operativos		16.9		
TOTAL INGRESOS		1,275.1		

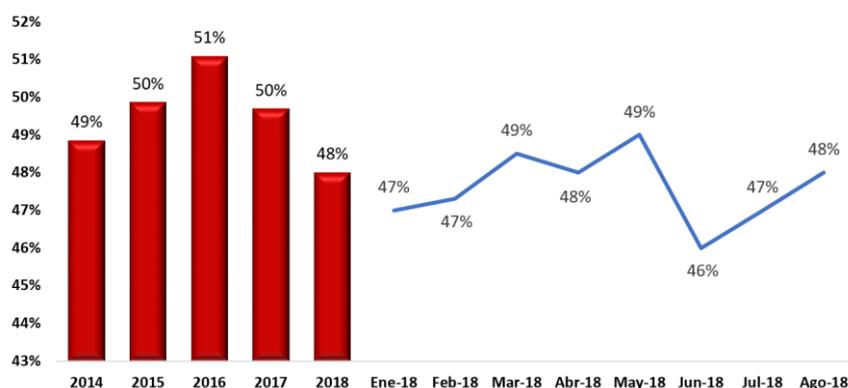
⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

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

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

Evolución de la Participación de PETROPERU



Reporte Financiero



Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)

LTM 3T18		% Participación	
INGRESOS LOCALES		4 Products	80.3%
GLP ^{(1) (2)}	207.1	Diesel B5 ^{(1) (2)}	50.0%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	1,090.4	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	23.3%
Turbo A-1	120.9	GLP ^{(1) (2)}	4.4%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	2,341.9	Turbo A-1	2.6%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	82.1		
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	61.8	2 Products	73.3%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	63.2	Diesel B5 ^{(1) (2)}	50.0%
Otros ^{(1) (3)}	223.8	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	23.3%
Total Ingresos Locales	4,191.2	Ingresos Locales	89.5%
EXPORTACIONES		Exportaciones	10.5%
Nafta Virgen	110.2		
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	233.6		
Diesel 2	97.5		
Otros ⁽⁴⁾	50.7		
Total Exportaciones	492.0		
TOTAL INGRESOS	4,683.2		

⁽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.

PETROPERU es el líder del mercado nacional de combustibles con una participación del 48% en el periodo enero/agosto 2018, recuperándose después de una pequeña bajada de 3% en junio respecto a mayo. Pese a que existe una competencia agresiva en el mercado, la Compañía viene trabajando en potenciar las ventas de sus dos productos más importantes, el Diesel y las gasolinas, que tienen una participación de 59% y 66% respectivamente.

Los factores competitivos relevantes que enfrenta la compañía son: guerra de precios en el mercado, mantenimiento del muelle 7 hasta mayo 2019 y rotura del ducto de IFO en el puerto Callao (ambos bajo la operación de APM Terminals).

Durante el 3T18, PETROPERU tuvo un Ingreso por Ventas en el mercado interno y externo de US\$ 1,258 MM, superior en un 4% al del 2T18, con un 88.5% de las ventas concentradas en el mercado nacional.

PETROPERU mantiene una red de 678 estaciones de servicio afiliadas a setiembre 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:

- Ingreso de ExxonMobil como importador-distribuidor. Asimismo, Puma Energy (Trafigura) está en proceso de venta.
- Incremento de las ventas a las empresas Mineras.
- Se incrementó las ventas de asfaltos en un 3% respecto al mes de agosto.
- Incremento del consumo de una empresa del sector eléctrico en 10.6% respecto al mes anterior.
- Desde agosto los clientes de GLP vienen siendo atendidos desde la Planta de SOLGAS (nuestro cliente), al haber ganado este proveedor el contrato de suministro.
- Del 12 al 14.09.2018 se realizó el evento Expomina 2018, participando Petroperú con un stand en el local, la realización de exposiciones sobre nuestro Diesel ULSD y de Santiago (SGO), a fin de lograr un posicionamiento de la marca.
- Como parte de las mejoras de los procesos, y haciendo uso de la tecnología, se puso en marcha la emisión de las notas de crédito de descuento de forma automatizada en SAP, que permite reducir los tiempos de elaboración de los documentos, mejorar la productividad y horas-hombre de GCOM/GSUM, así como mejorar la satisfacción de nuestros clientes con la reducción de los tiempos de emisión.

Reporte Financiero



MERCADO EXTERNO

Las exportaciones representaron el 11.5% del Ingresos por Ventas en el 3T18. Si bien los ingresos por concepto de exportaciones aumentaron en relación con el 3T17, esto fue consecuencia del efecto de la mezcla de precios e incremento de los mismos, ya que los volúmenes exportados en el 3T18 disminuyeron 11% YoY. El producto que más contribuyó a los Ingresos por Ventas es Diesel 2 (Nafta Virgen, 2T18), cuya exportación generó ingresos por US\$ 39.5 MM (US\$ 31.4 MM, 2T18).

La Empresa obtuvo un volumen ascendente a 21.2 MBDC inferior respecto al mismo periodo de 2017 (-11%), explicada principalmente por las menores exportaciones de Nafta Virgen y Diesel 2. Con relación lo proyectado, las ventas al exterior fueron superiores en 1.3 MBDC (+7%), sobre todo por la mayor exportación de Diesel 2.

CADENA DE SUMINISTRO

En relación a nuestra Cadena de Suministro, se continúa con el programa de mantenimiento mayor del Muelle 7 y la habilitación del Muelle 5 (ambos ubicados en el Puerto del Callao), lo que ha motivado la mayor programación de naves para reposición oportuna a fin de mantener los inventarios óptimos de Gasolinas, Diesel y Turbo A1 en Callao.

Al 3T18 las inversiones para la construcción de nuevas Plantas y Terminales es el siguiente: i) Terminal Ilo: avance físico de 46.8%. Continúan los trabajos en el cerco perimétrico, la construcción de bases para los tanques, así como la cimentación de los edificios. El servicio de EPC está a cargo de la empresa FELGUERA, el servicio de supervisión se encuentra a cargo del Consorcio Supervisor Ilo, y el suministro de energía y potencia eléctrica se encuentra a cargo de ENGIE Energía del Perú S.A. ii) Planta de abastecimiento de Pasco – Ninacaca: avance físico global del proyecto fue de 29.6%, de acuerdo con la actualización del cronograma del proyecto. La fecha estimada de término del proyecto es setiembre 2019. Para el servicio de Procura y Construcción (PC) se entregó el terreno el 11.09.18, encontrándose a cargo del Consorcio OBS-IMECON S.A. La empresa a cargo de la supervisión del PC es Tiger Engineering.

En el 3T18 persisten los cierres de puerto originados por cambios climáticos, registrándose 795 días de cierre de puerto acumulados de enero a setiembre, versus los 667 días (19.2 % 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 tercerizadas en las más de 700 unidades contratadas que nos prestan servicio de transporte terrestre en las diferentes rutas de abastecimiento a nuestras Plantas. En el 3T18 se han producido 03 accidentes graves de conductores de cisternas, sin daños al ambiente ni comunidades. Las empresas de transporte terrestre han aplicado los planes de contingencias para estos accidentes, y adicionalmente en los Comités mensuales de Seguridad que realiza PETROPERU con las empresas terceras de transporte terrestre, se han realizado los seguimientos y se ha enfatizado a las empresas en la sensibilización de los conductores para la consecución de cero accidentes, y a partir de octubre de realizarán "paradas de seguridad" 2 veces al mes de 15 a 30 minutos, para que las empresas refuercen los puntos críticos a sus conductores.

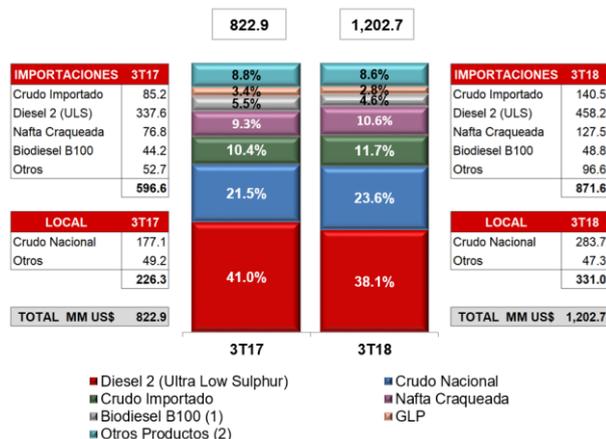
Reporte Financiero



COMPRAS

Compras

(Millones de US\$)



⁽¹⁾ Insumo para la formulación de Diesel B5

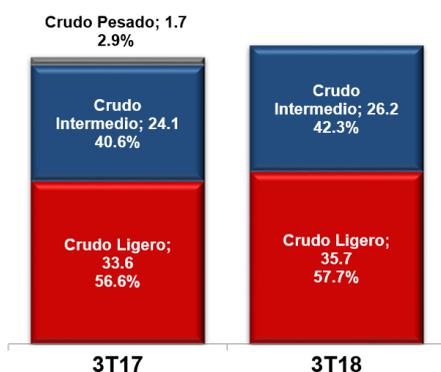
⁽²⁾ Incluye HOGBS, Gasolina de Aviación, Condensado de Gas Natural, Alcohol Carburante y Turbo A1

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) durante el 3T18 representó el 23.6% del total de compras.

En el 3T18, las importaciones de petróleo como porcentaje de las compras totales en nuestras refinerías aumentaron a 11.7% (desde 10.4% en el 3T17). Este aumento en las importaciones refleja la reducción en las cargas de petróleo en el proceso de producción para reducir la producción de Diesel HS debido a las nuevas regulaciones para el procesamiento de Diesel ULSD¹³.

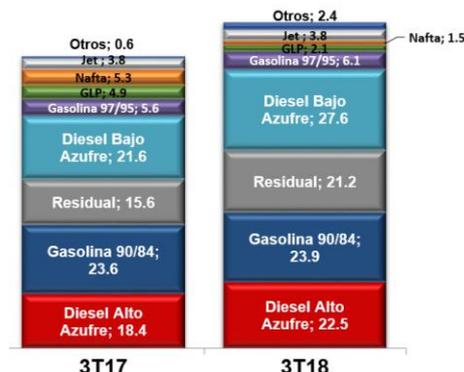
Detalle del Petróleo Crudo

(MBDC)



Rendimiento por Producto

(MBDC)



¹³ Diesel ULSD: Ultra Low Sulphur Diesel o "Diesel B5-S50 (ULSD)".

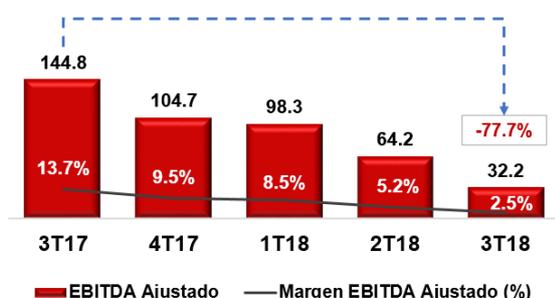
Reporte Financiero



EBITDA

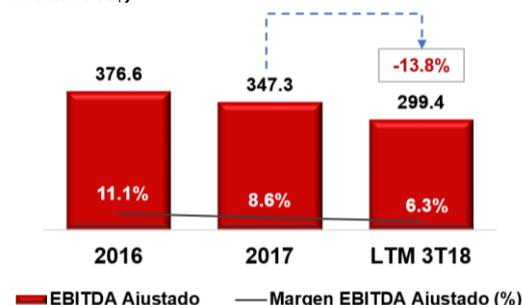
EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado

(En Millones de US\$)



EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado

(En Millones de US\$)



PETROPERU generó un EBITDA Ajustado de US\$ 32.2 MM en el 3T18, en comparación con los US\$ 144.8 MM del 3T17. Esta caída del EBITDA Ajustado se debe a la reducción del Margen Operativo explicada porque los precios de venta de los productos no se han incrementado en la misma proporción que los precios de adquisición.

El Costo de Ventas representa el 95% 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 con una mejor utilidad, lo cual ha venido sucediendo en el periodo en evaluación.

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 Setiembre 2018
Refinación	232,976	176,232
Transporte a través ONP	39,264	51,069
Distribución & Comercialización	159,401	123,313
Otros	102,513	69,206
Total	534,154	419,819

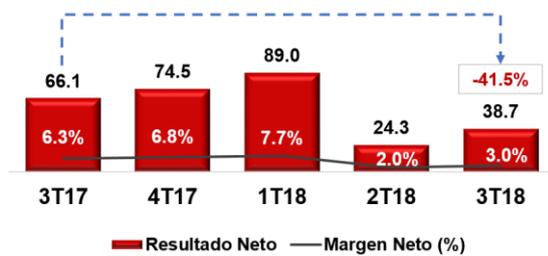
La operación de refinación, es la que representa los mayores gastos operativos entre todas las unidades de negocio de la Empresa (44% en el 2017 y 42% YTD); actualmente, se encuentran en operación las refinerías de Talara, Conchán e Iquitos. La segunda que representa mayores gastos operativos es la distribución 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



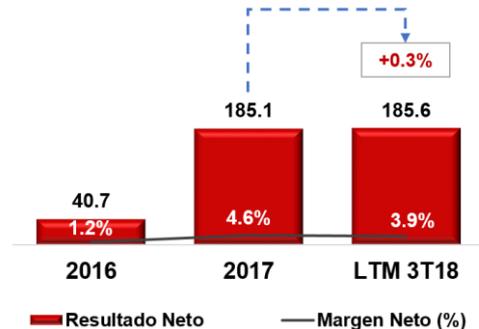
Resultado Neto y Margen Neto

(En Millones de US\$)



Resultado Neto y Margen Neto

(En Millones de US\$)

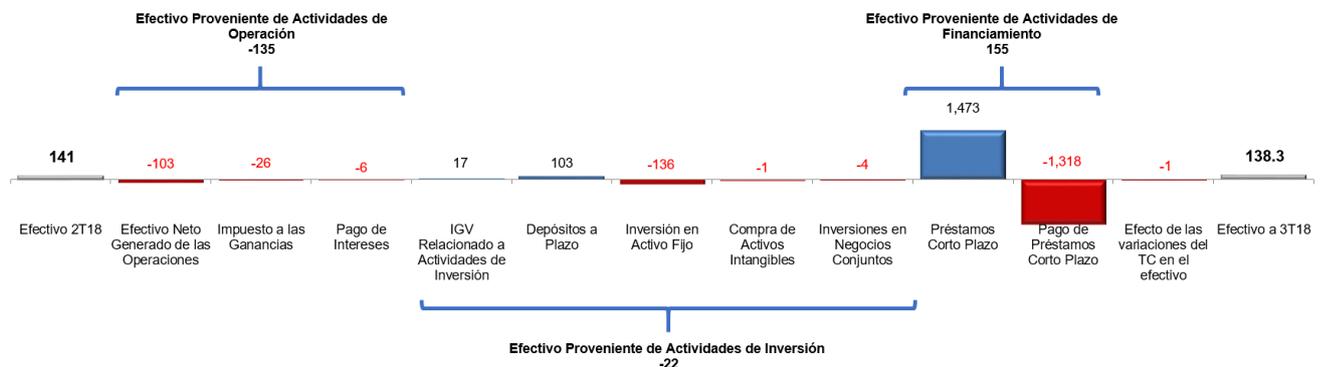


La Utilidad Neta en 3T18 fue de US\$ 38.7 MM en comparación con US\$ 66.1 MM en 3T17, a raíz del incremento en el Costo de Ventas que pasó de US\$ 878.2 en el 3T17 a US\$ 1,212.8 en el 3T18 (+ 38.1%), considerando que los precios de venta de los productos no se incrementaron en la misma proporción que los precios de adquisición.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 3T18

(En Millones de US\$)



PETROPERU registró al final del 3T18 un Flujo de Caja de US\$ 138.3 MM, comparado con los US\$ 741.8 MM en el 3T17, el cual se vio afectado, principalmente, por el déficit en el Flujo de Caja Operativo.

El Flujo de Caja de las Actividades de Operación en el 3T18 disminuyó a -US\$ 135 MM de US\$ 230 MM en el 3T17. Este déficit se explica, principalmente, por el incremento de los pagos por compra de crudo y productos en gran medida por mayores importaciones de Diesel ULSD y Crudo; así como sus mayores costos asociados. Es importante indicar que el déficit fue cubierto con mayor financiamiento de corto plazo para Capital de Trabajo.

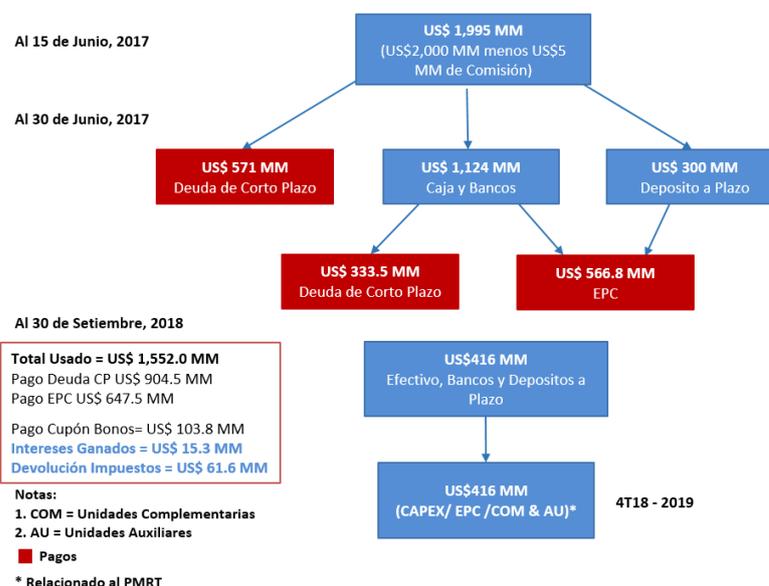
El Flujo de Caja de Actividades de Inversión alcanzó -US\$ 22 MM en el 3T18 en comparación con -US\$ 185 MM en el 3T17. Este déficit es consecuencia de los Gastos de Capital correspondientes a la ejecución del PMRT y las inversiones corrientes, cubierto principalmente por el saldo inicial del período.

Asimismo, el Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento pasó a US\$ 155 MM en el 3T18 de -US\$ 453 MM en el 3T17. Los desembolsos recibidos por financiamiento fueron superiores al servicio de la deuda. Cabe indicar que en el trimestre se obtuvieron financiamientos para Capital de Trabajo a fin de cubrir los gastos operativos de la empresa.

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. Actualmente, se ha solicitado a CESCE la extensión del período de vigencia para la emisión de la póliza de seguro para crédito comprador por parte de los bancos hasta fines del mes de noviembre; así también, se ha gestionado con DEUTSCHE BANK SAE la extensión de plazo para culminar con la entrega de documentación de las condiciones precedentes hasta el 31 de diciembre 2018.

A partir del 3T18, PETROPERU mantuvo sus líneas de crédito renovables otorgadas por bancos locales y extranjeros por hasta US\$ 2.8 billones, de los cuales US\$ 1.0 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: 54% Bonos, 37% Capital de Trabajo y 9% Préstamos a Corto Plazo para el PMRT. Los costos por préstamos capitalizados al cierre de setiembre, 2018 relacionados con el PMRT, ascendieron a US\$ 87 MM (US\$ 74.7 MM durante el 2017). El Capital de Trabajo al 3T18 fue de -US\$ 313.3 MM frente a US\$ 301.4 MM en el 3T17.

Reporte Financiero

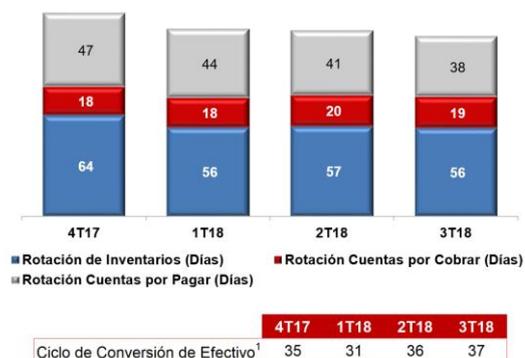


Composición de la Deuda

3T18



Ciclo de Conversión de Efectivo



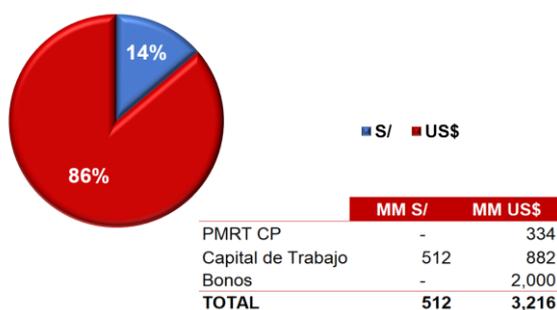
¹ Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar – Rotación de Cuentas por Pagar

El Ciclo de Conversión de Efectivo al 3T18 alcanzó 37 días, por encima del 1T18 y 2Q18, principalmente por la disminución de los días de rotación de cuentas por pagar, que viene disminuyendo desde el 4T17.

Al 3T18, la Deuda Total se divide en 86% USD y 14% Soles. La Duración promedio de la deuda es de 10.05 años para el bono a 15 años y de 14.44 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.

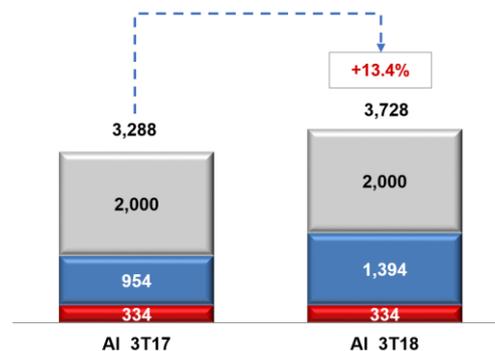
Composición de la Deuda

3T18 (En Millones de US\$)



Cronograma de Amortización de Deuda

(En Millones de US\$)



INDICADORES FINANCIEROS

Ratios

	2016	2017	LTM 3T18	3T17	2T18	3T18	YoY	QoQ
EBITDA / Intereses	24.8	10.0	36.2	9.3	13.4	2.7	-70.7%	-79.6%
Deuda / Activos	47.5%	55.6%	59.6%	56.9%	58.7%	59.6%	-	-
EBITDA / Activos	9.0%	5.8%	4.8%	4.2%	2.7%	3.1%	-	-
Deuda / EBITDA	5.3	9.5	12.5	13.7	21.9	19.3	40.8%	-12.3%
Ratio de Liquidez	0.42	1.02	0.87	1.14	0.91	0.87	-23.4%	-4.2%

El ratio EBITDA/Intereses es un indicador de cobertura de intereses, éste se redujo 70.7% en el 3T18 respecto al 3T17. Pese a dicha reducción, la Compañía se encuentra en la capacidad de hacer frente a los pagos de intereses con la utilidad generada por la operación principal de la Compañía hasta en 2.7x.

Por otro lado, la Deuda Total (US\$ 3.8 billones) representa más de la mitad del Total de Activos (59.6%) en el 3T18, lo cual principalmente se debe al saldo de la emisión de bonos (US\$ 2 billones) realizada en junio de 2017 y la deuda de corto plazo para Capital de Trabajo. Respecto al Retorno sobre Activo: EBITDA, al 3T18 este fue de 3.1%, menor en comparación con el 3T17.

Al 3T18, la Compañía cuenta con un Ratio Deuda/EBITDA de 19.3x, una mejora comparado con el 2T18. 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 precisamente el de largo plazo (US\$ 2 billones en bonos de 15 y 30 años emitidos en junio 2017) y se espera que la generación del PMRT pueda hacer frente a estos financiamientos.

Finalmente, al cierre del 3T18 el Ratio de Liquidez de 0.87x está en línea con la cifra reportada para el 2T18. El balance de caja ha estado disminuyendo por las inversiones y las necesidades de Capital de Trabajo.

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 3T18, 2) Arrendamiento y privatización de ciertas unidades, que representaron el 0.5% del Total de Ingresos Brutos durante el 3T18, y 3) el Oleoducto Nor Peruano, que representó el 1.5% del Total de Ingresos Brutos durante el 3T18.

Adicionalmente, PETROPERU participa como socio no operador en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote 64; y respecto al Lote 192, Perupetro S.A. iniciará la negociación con PETROPERU para definir las condiciones del Contrato de Licencia de Exploración y Explotación de este Lote.

PMRT

Al 3T18, se ha obtenido un avance físico integral del PMRT de 70.72%. La medición del avance físico integral del Proyecto será revisada una vez que se efectúe la aprobación del Cronograma Integral del Proyecto, el cual integrará:

- El Cronograma Línea Base del Contrato EPC firmado con Consorcio Cobra-SCL UA&TC (Unidades Auxiliares y Trabajos Complementarios) ya aprobado; y
- La modificación del Cronograma Línea Base de los Contratos EPC con Técnicas Reunidas.

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 99.99%. Pendiente definir la Ingeniería de las interconexiones relacionadas a las unidades auxiliares y el levantamiento de observaciones de tags, como resultado de la revisión final del modelo 3D del Proyecto.

Procura: Se cuenta con un avance del 99.8%. Pendiente la reposición de cables de instrumentación rechazados, así como la entrega de materiales de tuberías, instrumentación y estudios de ingeniería.

Construcción: Se cuenta con un avance del 82.54%. Existe un retraso en el montaje de tuberías y aislamiento e ignifugado, electricidad e instrumentación, revamping de UDP y Actividades de Precomisionado.

Unidades auxiliares y trabajos complementarios

El 08.02.18 se inició el contrato con el Consorcio COBRA-SCL UA&TC.

Al 07.09.2018, se emitió carta aprobando el Cronograma del Consorcio, el mismo que está alineado a la fecha de culminación del Proyecto diciembre 2020. Se estima terminar la primera quincena de octubre el Procedimiento de Medición de Progreso para lo cual se viene determinando los pesos de cada una de las actividades de Ingeniería, Procura y Construcción. Estos documentos son imprescindibles para determinar el cálculo de medición de progreso y facturación que debe realizar el Contratista.

Reporte Financiero



Financiamiento

Respecto al crédito sindicado con garantía de CESCE, mediante carta del 13.09.2018, PETROPERU solicitó a DEUTSCHE BANK, S.A.E. (agente Administrativo del Contrato de Línea de Crédito de CESCE) una extensión de plazo hasta diciembre 2018, para culminar con la entrega de la documentación solicitada en el Credit Agreement, la cual el contratista EPC tiene que presentar y aún no lo ha hecho.

Contratación de mano de obra local

Al 30.09.2018 la mano de obra ascendió a 3,177 puestos de trabajo. La mano de obra local no calificada local tuvo una participación del 83%, superando el mínimo establecido en el EIA (70%), en tanto, la mano de obra calificada local tuvo una participación de 34%.

Se 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

Para el 3T18, el Margen Neto de Refinación llegó a su mínimo en los últimos periodos (-US\$ 3.26/Bl en el 3T18 vs. US\$ 7.75/Bl en el 3T17) debido a que la Unidad de Craqueo Catalítico (UCC) de la Refinería Talara estuvo fuera de servicio durante 42 días, y el Residual Primario Selva (RPS) tuvo menor realización al ser procesado en la Unidad de Destilación Primaria (UDP) en vez de la UCC. Asimismo, en setiembre la Unidad de Destilación al Vacío (UDV) de la Refinería Talara no pudo procesar el residual primario porque salió de servicio durante 6 días para reparación de internos de la fraccionadora, lo que afectó la operación de la UDP y UCC de dicha refinería.

Además, la puesta en vigencia del Decreto Supremo (DS) N° 025-2017-EM continúa ocasionando que se generen mayores excedentes de Diesel HS, con lo cual se sigue afectando la operación de las refinerías de Talara y Conchán ya que las mismas no cuentan con la capacidad de producir Diesel con las características requeridas en el DS. Adicionalmente, el contenido de azufre en las Gasolinas y Gasoholes de alto octanaje (95, 97 y 98 octanos) que se comercialice y use a nivel nacional, no debe ser mayor a 50 ppm. Asimismo, se mantienen los ajustes a los Precios de Lista y adicionalmente, se vienen otorgando mayores descuentos con el objetivo de mantener las ventas en el mercado local.

Datos Operativos

	2017	LTM 3Q18	3Q17	2Q18	3Q18	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	68.5	67.7	69.3	65.2	-3.6%	-5.9%
Producción de Refinados (en MBDC) ⁽³⁾	104.7	111.1	99.4	111.5	111.0	11.7%	-0.5%
Margen Neto de Refinación (US\$/bl) ⁽⁴⁾	5.76	1.02	7.75	-0.21	-3.26	-142.1%	-1449.8%
Margen Neto de Mezcla (US\$/bl) ⁽⁵⁾	11.89	7.74	9.91	5.58	2.18	-78.0%	-60.9%
Margen Total Neto (US\$/bl) ⁽⁶⁾	7.28	2.93	8.93	1.40	-0.71	-107.9%	-150.6%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽⁷⁾	73.4%	72.5%	71.6%	73.3%	69.0%	-	-
Volúmenes de venta (en MBDC)	145.2	147.5	152.6	150.6	153.6	0.6%	2.0%

Notas:

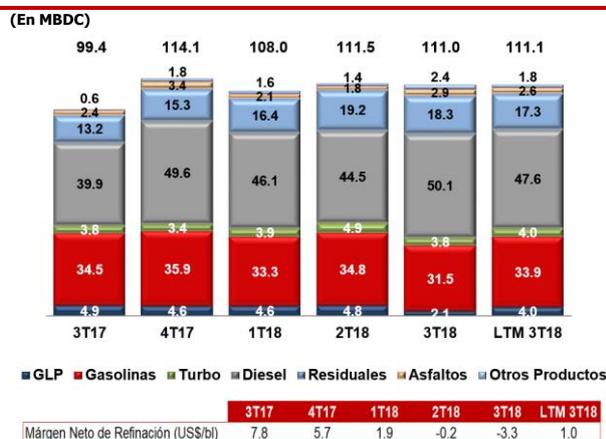
- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
- (2) La cantidad total de crudo y residuo asfáltico que se procesa en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
- (3) Cantidad total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

La producción fue más alta en comparación con el mismo período del año anterior (111 vs. 99.4 MBDC), principalmente, por la mayor producción de Diesel, Residuales, Turbo A1 y Gasolinas para atender la demanda.

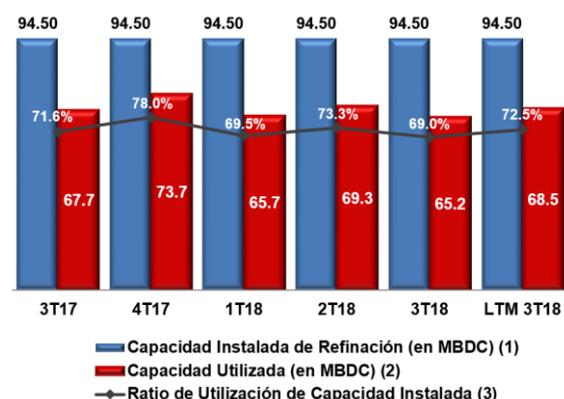
Reporte Financiero



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

OLEODUCTO NOR PERUANO (ONP)

Los volúmenes bombeados en septiembre 2018 (y acumulados hasta esta fecha), son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO EN SEPTIEMBRE (MB)	VOLUMEN BOMBEADO A SEPTIEMBRE (MB)
TRAMO I	199.5	1,034.3
TRAMO II	258.2	2,910.1
ORN	469.7	1,985.5

A través del Oleoducto Ramal Norte (ORN), por fuerza mayor no se bombeó petróleo crudo durante el período del 25.05.2018 al 29.08.2018, debido a la fisura de tubería en el cruce subfluvial con el río Pastaza ocasionada por la crecida extraordinaria del caudal de dicho río, y por ende ha habido un menor volumen bombeado a través del Tramo II.

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

- 1,201.3 MB de crudo Loreto de PACIFIC y PERUPETRO.
- 614.5 MB de crudo Loreto de PETROPERU.
- 612.4 MB de petróleo RPS y Crudo COE (Importado) de PETROPERÚ.
- 262.3 MB de crudo piraña de PERENCO.

Como se informó en el Earnings Release 2T18, el 25 de mayo, ocurrió un hecho fortuito en el km. 12, debido a una crecida extraordinaria del caudal del río Pastaza, causando una fisura en la tubería y consecuentemente un pequeño derrame de crudo. Al respecto, se culminó la reparación temporal del sector que cruza el río Pastaza y se culminó la limpieza, remediación y disposición final de residuos sólidos peligrosos. Además, la empresa ERM realizó la evaluación ambiental y social.

Adicionalmente, en el presente año ocurrieron dos (02) incidentes más en la tubería del ONP, generando contingencias ambientales, los dos en el Tramo I, debido a cortes por acción de terceros, cuya situación es la siguiente:

- Km 20+204 (27.02.18): empresa LAMOR PERÚ, ejecuta la limpieza, remediación y disposición final de Residuos sólidos peligrosos. Asimismo, la empresa TEMA S.A.C. concluyó la evaluación pre-remediación.
- Km 87+887 (11.03.18): empresa KANAY, ejecuta la limpieza, remediación y disposición final de residuos sólidos peligrosos. Además, la empresa ERM ejecuta la evaluación ambiental y social.

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

FECHA	UBICACIÓN	ESTADO	% AVANCE A SEPTIEMBRE
03.02.2016	Km 206+035 - ORN	Limpieza y remediación: 100% En ejecución retiro de residuos sólidos peligrosos	89
07.11.2017	Km 221+046 - ORN	En ejecución el servicio de limpieza, remediación y retiro de residuos sólidos peligrosos	79

Respecto al proyecto para la modernización del ONP, la ejecución de la primera fase (Diagnóstico de la infraestructura del Sistema de Transporte y la Ingeniería Conceptual), se inició el 06.08.2018, la misma que se estima culmine el 24.12.2018. Se viene ejecutando el cálculo hidráulico del Tramo I, Tramo II y el ORN, y los requerimientos de energía para el bombeo con electrobombas. Asimismo, como parte de este servicio, TECHINT revisa la ubicación preliminar de las 21 válvulas de bloqueo automático, con la finalidad de proponer una ubicación definitiva.

Cabe mencionar, que la Segunda Fase comprende la Ingeniería Básica Extendida y la Tercera Fase el EPC (Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción).

En forma paralela a este servicio, se vienen realizando algunas actividades para la operación, segura y confiable del sistema de transporte, entre ellos tenemos:

- Instalación de Transmisores de Presión en el Tramo I del ONP y en el ORN para mejorar el sistema de detección de fugas: En el Tramo I, se ha convocado el servicio de instalación por Adjudicación Abreviada, se estima adjudicar en octubre 2018. Además, se ha solicitado propuestas técnica – económicas a 03 empresas especializadas para el servicio de supervisión. En el ORN, el 28.09.2018 se suscribió el contrato para la instalación de transmisores por un monto de MS/ 1,330.1 (sin IGV), con fecha estimada de inicio el 05.10.2018.
- Adquisición e Instalación de Válvulas de Bloqueo en el ONP y ORN en zonas de alta consecuencia: El 07.09.2018 se suscribió el contrato para la adquisición de 21 válvulas de bloqueo automático.
- Mejora al Sistema de Supervisión y Control SCADA: Se contempla efectuar 1.) Reemplazo del hardware y el upgrade del software y 2.) Reemplazo de medidores de nivel y flujo. Respecto al primero, se ha adquirido 09 Workstation para las Estaciones Andoas, Morona, E1, E5, E7, E8, E9 y dos para el Terminal Bayóvar. Asimismo, se elaboran las Condiciones Técnicas para contratar el servicio para la migración al nuevo software del SCADA. Respecto al segundo, se concluyó la ingeniería de instrumentación para modernizar los sistemas de medición de nivel y flujo de las Estaciones Andoas, 1, 5 y Terminal Bayóvar.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

El 16.08.2018, SENACE declaró admitido el EIA de Desarrollo del Yacimiento Situche Central. Se estima contar con el EIA de Desarrollo aprobado en enero/febrero del 2019. Respecto al levantamiento de información de campo para la ingeniería de facilidades de producción, éste fue culminado y cubrió los 42 kilómetros que unen el CBSP y el Yacimiento Situche Central. Asimismo, se ha culminado la elaboración de la ingeniería conceptual del Proyecto de Desarrollo del Yacimiento Situche Central en sus fases A y B, se elaborará ahora la Ingeniería Básica del mismo.

En relación con la perforación exploratoria, Perupetro S.A. informó que la causal de la Fuerza Mayor (aprobación del EIA Exploratorio) otorgada en octubre 2015 quedó levantada a partir del 25.08.2016, lo que significa el reinicio del plazo de 46 meses para la perforación exploratoria, desde la referida fecha. Sin embargo, GEOPARK ha solicitado que la Fuerza Mayor continúe debido a que el EIA Exploratorio aún se encuentra en elaboración. Continúa el trámite de permisos ante el Ministerio de Producción y SERNAP. Se estima realizar el 1er Taller de Participación Ciudadana en el último trimestre del año.

Lote 192

El 30.08.2018 se reanudó el servicio de transporte de petróleo crudo por el Oleoducto Ramal Norte luego de superarse la contingencia operativa del ducto. Teniendo en cuenta, las contingencias ocurridas durante el Contrato de Servicios Temporal vigente y, de no mediar nuevas paralizaciones, el término del Contrato será el 07.09.2019.

Respecto a la negociación directa por el Contrato de Licencia entre PETROPERÚ y Perupetro S.A., éste último comunicó con fecha 21.09.2018, que se ampliaba el plazo para iniciar las negociaciones hasta nuevo aviso, debido a que aún no se ha podido iniciar el proceso de Participación Ciudadana. Perupetro S.A. ha llegado a un acuerdo con las Comunidades Nativas y estima realizar los Eventos de Participación Ciudadana en la semana del 20 al 24 de noviembre de 2018.

El 18.07.2018, en Acto Público, se otorgó la Buena Pro del "Servicio de asesoría financiera para la selección de una empresa petrolera o consorcio para la cesión de participación en el Contrato de Licencia del Lote 192" a Bank of America Merrill Lynch (BofAML). Se remitió la versión final de la Carta Mandato a BofAML para su suscripción prevista para la 1ra semana de octubre 2018.

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 Ingresos Operacionales, alcanzando US\$ 16.9 MM en el 3T18.

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 3T18, los principales avances en materia de Buen Gobierno Corporativo (BGC) han sido los siguientes:

1. Con fecha 27 de junio de 2018, la Junta General de Accionistas aprobó el cambio de categoría a Director Independiente de uno de los miembros del Directorio; permitiendo que nuestro Directorio cuente con dos Directores Independientes. A raíz de ello, el 23 de julio de 2018 el Directorio designó a los integrantes de los 3 Comités de Directorio (Comité de Auditoría y Control, Comité de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo y Comité de Administración). Es necesario precisar que los Comités de Directorio están presididos por un Director Independiente, siendo integrados adicionalmente por un Director Independiente y uno No Independiente.
2. A partir del mes de agosto se han retomado las sesiones de los Comités de Directorio, después de un tiempo de inactividad. Las principales funciones de cada Comité son:
 - El Comité de Auditoría y Control recomienda lineamientos, políticas, principios y metodologías en materia de control interno y gestión integral de riesgos, mantiene comunicación con los auditores externos e internos, realiza el seguimiento a las denuncias de corrupción y fraude contable, denuncias en asuntos relacionados con la ética y conflictos de interés.
 - El Comité de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo supervisa la aplicación de las prácticas de BGC y el cumplimiento del Plan de Acción de BGC, propone la evaluación del Cumplimiento de los Principios del Código de Buen Gobierno para las Sociedades Peruanas.
 - El Comité de Administración actúa como apoyo a la gestión del Directorio y le corresponde la supervisión de los actos de gestión, dirección y administración; así como supervisa y recomienda mejoras al proceso de desarrollo de personal.
3. En relación con el Sistema de Integridad, se han realizado las siguientes actividades:
 - Se han realizado talleres con las Plana Gerencial para la toma de conciencia con relación a la 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.

- El Comité de Integridad, órgano encargado de atender denuncias contra la ética o conflicto de intereses, viene sesionando a fin de dar atención a las denuncias que ingresan a la Empresa; y durante el mes de julio ha realizado visitas a las Operaciones de PETROPERÚ, con la finalidad de reforzar nuestros compromisos éticos en los trabajadores.
4. En relación con Transparencia de la información, se han realizado las siguientes actividades:
- Durante la última semana de setiembre, PETROPERÚ S.A. celebró la Semana de la Transparencia en el marco del Día Internacional del Acceso a la Información Pública – 28 de setiembre. La empresa realizó actividades con la finalidad de concientizar al personal en la importancia del principio de transparencia en nuestra gestión y toma de decisión.

3.2. GESTIÓN SOCIAL Y AMBIENTAL

Durante el 3T18 se han realizado actividades sociales y ambientales que afirman el interés y compromiso de PETROPERÚ por realizar un trabajo responsable con la sociedad y el ambiente.

Respecto a la gestión social, en el Oleoducto Nor Peruano (ONP), se han iniciado los estudios sociales que permitirán definir mejoras en las estrategias de relacionamiento comunitario a partir de la información que se recabe en cada población, además de implementar un programa de liderazgo y fortalecimiento en gestión para los líderes comunales, en el Tramo I y Oleoducto Ramal Norte (ORN), desarrollados por el consorcio M&A-Pronaturaleza-GEA y N&P respectivamente. En el Tramo II se adjudicó el servicio a la Fundación Gavel.

Con el propósito de identificar oportunidades para proyectos productivos y desarrollar inversiones sociales sostenibles, en convenio con el Centro de Innovación Tecnológica - CITE Maynas, se efectuó el ingreso a 6 comunidades aledañas a Chapis para el desarrollo de diagnósticos de proyectos productivos priorizados para la zona. Asimismo, en coordinación con la Dirección de Sanidad Agraria (SENASA), se efectuaron capacitaciones en sanidad avícola, orientadas a optimizar las técnicas de crianza de aves en la zona del Datem del Marañón, como parte del Proyecto productivos que incentivamos en la zona.

De igual manera, contribuyendo con la generación de nuevas oportunidades de emprendimiento y desarrollo de las mujeres en las zonas colindantes al Oleoducto Norperuano (ONP), inició al Taller de Patronaje, Corte y Confección, en el que participan con gran expectativa decenas de madres de familia de las comunidades Naranjal y Nueva Unión, en la región Loreto.

Por otro lado, en el marco de nuestra línea de acción "Educando para el mañana", la Universidad Peruana Cayetano Heredia (UPCH) inició capacitaciones en metodología de Matemática y Comunicaciones a 18 profesores y directores en las 06 instituciones educativas de Olmos y a 8 docentes de las Instituciones Educativas de Puerto Rico en Bayóvar beneficiados con este proyecto educativo. De igual manera, se inició el programa de educación ambiental "Escuelas Saludables" en la I.E. N° 20208 de la Caleta Puerto Rico, aledaña al Terminal Bayóvar del Oleoducto Nor Peruano (ONP), el cual incluirá actividades de concientización ambiental, segregación de residuos sólidos, reciclaje e implementación de biohuerto. También, se llevaron a cabo las capacitaciones de formación de Monitores Ambientales 2018 en los tres tramos del Oleoducto Nor Peruano (ONP).

En Iquitos, se realizó la campaña médica para las principales comunidades aledañas a Refinería Iquitos, contando con la participación de 31 profesionales de la salud y medicamentos proporcionados por la Dirección Regional De Salud Loreto. También, como parte del programa "Cuidando a la Comunidad" se vienen desarrollando charlas de sensibilización sobre peligros, riesgos, emergencias e integridad del poliducto con las 06 comunidades colindantes al poliducto (14km) de Refinería Iquitos.

Por su parte en la refinería de Conchán, en el marco de nuestra estrategia de fortalecimiento de capacidades y en convenio con la Municipalidad de Lima se dio inicio a los cursos de Cosmetología, Barbería, Confección, Gastronomía y Gestión empresarial con 15 grupos de los principales asentamientos aledaños a la Refinería. Asimismo, en el Programa de Promoción del Emprendimiento, se llevaron a cabo las capacitaciones sobre planes de negocios. También durante el mes de setiembre se desarrolló el Programa "Convivencia sin violencia", en los asentamientos humanos Laureles de Villa y Víctor Chero, y en la Institución Educativa Las Palmeras, con el fin de conseguir que más familias vivan libres de violencia física y psicológica.

En Talara como parte de nuestra línea de acción "Conociendo la Industria", se realizaron reuniones informativas y visitas guiadas a 16 representantes del Centro de Altos Estudios Nacionales, actividad que permitió mostrar la importancia de la Empresa en la zona.

Asimismo, se realizó la tercera campaña médica en beneficio de los vecinos de Talara Alta, Con el propósito de lograr que los vecinos tengan mejores condiciones de salud y buscando sensibilizar y concientizar a la comunidad sobre la importancia de la prevención. Asimismo, se viene realizando estudios complementarios de actualización de mapeo de actores y análisis de riesgos sociales con la consultora WALSH PERU S.A. y ESTRATEGIA SA. quienes ya iniciaron actividades de campo.

En Ilo, se realizó la primera Campaña de salud preventiva sobre cuidado de la piel "Sol y Salud" en beneficio de más de mil estudiantes, así como de la plana docente de la Institución Educativa Mercedes Cabello de Carbonera de esa ciudad.

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. A la fecha, se ha recibido la aprobación de cinco de los 38 expedientes presentados.

PETROPERÚ continuó la ejecución de los trabajos de limpieza y remediación de las áreas afectadas por los derrames de petróleo ocurridos en el Oleoducto Norperuano durante el 2017 y 2018, y originados principalmente por actos de terceros. Durante el 3T18, se concluyeron los trabajos de limpieza y remediación ambiental de las áreas afectadas por el evento registrado a la altura del km 12+200 del ORN. A la fecha se viene desarrollando la evaluación de los predios afectados por la contingencia, con la finalidad de sustentar el pago de las indemnizaciones patrimoniales a los poseesionarios.

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

La empresa viene gestionando a su personal en base a sus competencias y al nuevo perfil necesario para la modernización de los procesos de su cadena de valor, realizando acciones como la gestión de desempeño, fortalecimiento de la cultura organizacional y del clima laboral, y la revisión de la estructura organizacional.

En línea con lo mencionado en el párrafo precedente, se ha realizado un estudio del clima laboral de la empresa obteniéndose importantes resultados positivos, destacándose el orgullo, satisfacción, compromiso e identificación del personal con la empresa, lo cual está posibilitando obtener logros importantes en las diversas acciones que se vienen gestionando para su modernización.

La Compañía continúa fortaleciendo su Cultura Organizacional, y para ello se encuentra trabajando en un estudio de alineamiento en el cual descansarán los tres pilares importantes que la componen: 1) Integridad 2) Seguridad y 3) Gestión de Riesgos. Se está trabajando para que esta Cultura sea el soporte de la gestión, a través del uso de la tecnología y un sistema de gestión del desempeño.

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

Como parte del proceso de Negociación Colectiva del año 2018, se ha pactado con las organizaciones sindicales aspectos económicos y condiciones laborales en línea con el proceso de modernización de la empresa y sus resultados económicos.

Respecto a las acciones orientadas a ejecutar las estrategias de atracción y retención de talento, se están realizando evaluaciones con el acompañamiento de consultoras del rubro, a fin de identificar, retener y atraer talento.

Reporte Financiero



Resumen Financiero

Estado de Resultados

En Millones de US\$	2016	2017	LTM 3T18	3T17	2T18	3T18	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	3,053	3,586	4,191	922	1,104	1,114	20.8%	0.9%
Ventas al Exterior	265	394	492	116	104	144	24.1%	38.3%
Otros Ingresos Operacionales	72	72	73	19	18	17	-12.4%	-5.0%
Total Ingresos	3,390	4,052	4,756	1,058	1,226	1,275	20.5%	4.0%
Costo de Ventas	-2,835	-3,462	-4,193	-878	-1,075	-1,213	38.1%	12.8%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	83.6%	85.5%	88.2%	-83.0%	-87.7%	-95.1%	-	-
Ganancia Bruta	555	589	563	180	150	62	-65.3%	-58.6%
Margen Bruto (%)	16.4%	14.5%	11.8%	17.0%	12.3%	4.9%	-	-
Gastos Operativos	-449	-291	-297	-56	-104	-20	-63.8%	-80.3%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	13.3%	7.2%	6.2%	5.3%	8.5%	1.6%	-	-
Resultado Operativo	106	299	266	123	46	42	-66.0%	-9.9%
Margen Operativo (%)	3.1%	7.4%	5.6%	11.6%	3.8%	3.3%	-	-
Resultado Neto	41	185	186	66	24	39	-41.5%	59.3%
Margen Neto (%)	1.2%	4.6%	3.9%	6.3%	2.0%	3.0%	-	-
EBITDA Ajustado	377	347	299	145	64	32	-77.7%	-49.8%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	11.1%	8.6%	6.3%	13.7%	5.2%	2.5%	-	-

(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 3T18	3T17	2T18	3T18	YoY	QoQ
Flujo de Caja Operativo	375	165	-223	238	-147	-135	-156.5%	8.7%
Flujo de Actividades de Inversión	-1,101	-1,229	-811	-235	-364	-21	-90.9%	-94.1%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	794	1,653	422	-453	76	155	134.2%	103.8%

Estado de Situación Financiera

En Millones de US\$	2016	2017	LTM 3T18	3T17	2T18	3T18	YoY	QoQ
Activo Corriente	1,148	2,319	2,142	2,469	2,079	2,142	-13.3%	3.0%
Activo No Corriente	3,029	3,620	4,153	3,360	4,000	4,153	23.6%	3.8%
Total Activos	4,177	5,939	6,295	5,830	6,079	6,295	8.0%	3.6%
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,733	1,319	1,764	1,324	1,581	1,764	33.3%	11.6%
Deuda Financiera a Largo Plazo	249	1,985	1,985	1,995	1,985	1,985	-0.5%	0.0%
Total Deuda Financiera	1,982	3,304	3,750	3,319	3,566	3,750	13.0%	5.1%
Otros Pasivos	1,078	1,017	775	929	781	775	-16.5%	-0.8%
Total Pasivo	3,061	4,321	4,525	4,247	4,348	4,525	6.5%	4.1%
Patrimonio	1,116	1,618	1,770	1,582	1,731	1,770	11.9%	2.2%
Total Pasivo + Patrimonio	4,177	5,939	6,295	5,830	6,079	6,295	8.0%	3.6%
Pasivo Corriente	2,728	2,266	2,455	2,168	2,283	2,455	13.3%	7.5%
Capital de Trabajo	-1,580	53	-313	301	-205	-313	-203.9%	-53.2%
Deuda / EBITDA	5	10	116	23	56	116	407.7%	109.5%