

Reporte Financiero



Petroperú¹ Informe de Resultados Primer Trimestre 2018 - 1T18

Lima, Perú, 30 de Mayo, 2018: Petroperú (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el período finalizado el 31 de Marzo de 2018 ("1T18"). Para un análisis completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 1T18² disponibles en la página web de la Superintendencia de Mercado de Valores del Perú – SMV (www.smv.gov.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

Los resultados del Primer Trimestre 2018 mostraron una mejora respecto a los resultados del mismo período en el año 2017. La Utilidad Neta en el 1T18 fue de US\$ 87.2 MM comparada con US\$ 39.1 MM en el 1T17, explicada principalmente por el mayor volumen de ventas y al pago de intereses de la SUNAT por el proceso favorable a PETROPERÚ S.A. concerniente al concepto de Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) e Impuesto General a las Ventas (IGV) por las ventas de Turbo A-1.

Se continúa avanzando con los trabajos del PMRT, alcanzado un avance físico integral del PMRT de 68.4% vs 83.7% programado, desfase que se explica por retrasos en el montaje de tuberías del Contratista principal, así como en la adjudicación de las Unidades Auxiliares, con proyección al plazo estimado de culminación de Diciembre 2020.

A pesar de dos cortes de tubería del Oleoducto Nor Peruano (ONP) por acción de terceros, ocurridos en el primer trimestre del 2018, se logró manejar las contingencias y se continuó con el bombeo de crudo en todos sus tramos.

La nueva estructura organizacional, orientada a lograr el mejor desempeño de la organización y soportada en la creación de un Sistema de Integridad y el fortalecimiento del Buen Gobierno Corporativo, viene contribuyendo a conseguir mejores resultados de la empresa.

Cabe mencionar que, en el presente trimestre, con fecha 21.03.18, el Sr. Luis Eduardo García Rosell Artola, Presidente del Directorio de la Compañía, por razones estrictamente personales, presentó su carta de renuncia ante la Presidencia de la Junta General de Accionistas de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Es en este contexto que se exponen en el presente Informe, los resultados financieros, operativos, comerciales y de gestión de la empresa, no sin antes mencionar que al igual que la excepción otorgada a la Compañía para el plazo de entrega de los Estados Financieros del 2017 sobre la base de las mismas razones descritas en el Earnings Release 2017, igualmente se otorgó esta misma excepción para los Estados Financieros del Primer Trimestre 2018.

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

² Estados Financieros Intermedios por el período Primer Trimestre 2018 terminado en Marzo 31, 2018. A menos que se indique lo contrario, todas las cifras financieras son auditadas, presentadas en Dólares Americanos y referencias a "Dólares" o "US\$". Nuestros estados financieros anuales han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB (International Accounting Standards Board).

1.1. PRINCIPALES ASPECTOS FINANCIEROS

- El Flujo de Caja al final del 1T18 alcanzó US\$ 576.6 MM comparado con US\$ 282.9 MM del 1T17, el cual se ve afectado por el saldo al cierre de 2017 cuyo valor está relacionado a los financiamientos realizados en dicho periodo.
- El Flujo de Caja de las Actividades Operativas se redujo a US\$ -38.0 MM en el 1T18 de US\$ -35.9 MM en el 1T17.
- La Utilidad Neta en el 1T18 fue de US\$ 87.2 MM comparada con US\$ 39.1 MM en el 1T17, como resultado principalmente de los mayores volúmenes de ventas en el 1T18 comparado con el 1T17 y el aumento de los precios de los combustibles. Estos incrementos se vieron beneficiados en cierta medida por los menores gastos por actividades de operación y la reducción de los gastos financieros netos respecto al 1T17.
- La Utilidad Operativa creció de US\$ 62.1 MM en el 1T17 a US\$ 119.0 MM en el 1T18, debido, principalmente al incremento del Ingreso por Ventas y Otros Ingresos influido, principalmente, por los ingresos generados por el transporte de crudo por el oleoducto.
- El EBITDA³ ajustado para el 1T18, se incrementó de US\$ 74.5 MM en el 1T17 a US\$ 96.4 MM YoY⁴, principalmente como resultado del incremento del Margen Bruto, explicado por la buena gestión comercial realizada lo que derivó a un mayor Ingreso por Ventas. En ese sentido, el Margen EBITDA se incrementó de 7.9% en el 1T17 a 8.4% en el 1T18.
- Durante el 1T18, los ingresos aumentaron en 21.6% comparado con el 1T17, impulsados principalmente por el aumento de precios YoY. Los Ingresos Nacionales crecieron 18.4% YoY, mientras que las Exportaciones crecieron 1,311.3% YoY, tomado en consideración que las Ventas Locales tienen una mayor participación en los Ingresos Totales que las Exportaciones.
- El Volumen Total de Ventas paso a 148.6 MBDC⁵ en el 1T18 de 139.4 MBDC en el 1T17, concentrándose en el mercado interno el 84.4% de las ventas (125.5 MBDC). El volumen de productos refinados alcanzó 108.0 MBDC en el 1T18.

1.2. PRINCIPALES ASPECTOS OPERACIONALES, COMERCIALES Y DE GESTIÓN

El avance físico integral del PMRT, al Primer Trimestre 2018, fue de 68.4% vs 83.7% programado. Este desfase se explica por retrasos en el montaje de tuberías del Contratista principal, así como por la demora en la adjudicación de las Unidades Auxiliares, que fue otorgada al Consorcio Cobra SCL UA&TC y cuyo cronograma de ejecución implicará una nueva versión del cronograma integrado del proyecto, con proyección al nuevo plazo estimado de culminación de Diciembre 2020.

Respecto al EPC del proyecto, la Ingeniería de Detalle cuenta con un avance de 99.9% vs 99.6% programado; la Procura de equipos y materiales, con un avance de 99.1% vs 99.9% programado; y la Construcción con un avance de 76.1% vs 84.8% programado, desfase, justamente por el menor avance en el montaje de tuberías y equipos.

Respecto a las Unidades Auxiliares, EPC a cargo del Consorcio COBRA-SCL UA&TC, se realizan las coordinaciones para la entrega de los diversos planes de ejecución, cronogramas de trabajos y entrega de las áreas de Unidades para el inicio de los trabajos.

En cuanto a su financiamiento, el Ministerio de Economía y Finanzas aprobó (15.01.2018) llevar a cabo la transacción de endeudamiento externo por US\$ 1,300 MM con la banca internacional, con la garantía de CESCE, pero sin la garantía del gobierno peruano. Además, PETROPERU obtuvo el "Informe de No Objeción" de parte de la Contraloría General de la República (22.02.2018).

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

Respecto a las operaciones de las otras refinerías de PETROPERÚ, incluyendo la actual Refinería de Talara, su producción total fue superior respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente a la mayor producción de GLP, en vista de que no se registraron paradas de la Unidad de Craqueo Catalítico (UCC), a diferencia de Febrero 2017 cuando se registró una parada de 10 días por mantenimiento. También, por mayor producción de Turbo para recuperación de inventarios y; finalmente, por mayor producción de Gasolinas 95/97 (formulados con producto importado), para generar inventarios a fin de atender los despachos en la Planta Callao, en previsión a la salida de operación de uno de los muelles del Callao por trabajos de mantenimiento.

En el ámbito comercial, a Marzo de 2018, la Compañía obtuvo un volumen de ventas totales ascendente a 148.6 MBDC superior respecto al mismo periodo de 2017 (+6.7%), concentrándose en el mercado interno el 85% de las ventas (125.5 MBDC), las cuales

³ 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.

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

⁵ MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario



se incrementaron en 6.1 MBDC (+5%) respecto al mismo período del año anterior. En cuanto a las ventas al exterior, éstas aumentaron en 3.2 MBDC, principalmente por contarse con altos inventarios de Fuel Oil al inicio del año.

A pesar de las dos (02) contingencias ocurridas en el primer trimestre del 2018 en el ONP, debido a cortes a la tubería por acción de terceros, el volumen de petróleo crudo transportado a Marzo 2018 fue de 223.4 MB en el Tramo I, 1,374 MB en el Tramo II y 885 MB en el Ramal Norte.

Como se informó en el Earnings Release 2017, TECHNIT tenía plazo hasta el 10.01.2018 para presentar su propuesta técnica/económica para la puesta en valor del ONP. Al no cubrir las expectativas por parte de la Compañía, ésta se descartó, y siguiendo la directiva de la Alta Administración, se vienen elaborando las Bases para la contratación de servicios especializados que elaboren estudios para la Modernización del ONP.

Respecto a las actividades de exploración y producción, durante el primer trimestre del 2018, GeoPark como socio operador del Lote 64, ha desarrollado actividades de levantamiento de información para el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para el Proyecto de Desarrollo del Yacimiento Situche Central. En el caso del Lote 192, el Lote continúa siendo operado por Frontera Energy. En Enero de 2018 PETROPERÚ fue calificada por Perupetro S.A. como empresa petrolera al 100% para asumir el Contrato de Licencia. PETROPERÚ está a la espera de ser convocado por Perupetro S.A. para una negociación directa de las condiciones del Contrato de Licencia.

En el 2018, PETROPERÚ continúa con el proceso de fortalecimiento y mejoramiento de la gestión para el empleo local y empresas locales en Talara. PETROPERÚ y la Cámara de Comercio e Industrias de Talara firmaron un convenio de colaboración con el objetivo de promover el fortalecimiento de la gestión del negocio de las empresas constituidas y que desarrollen actividades en la provincia. En el ONP, se han iniciado Talleres de Costura en algunos centros aledaños con la perspectiva de generar ingresos para estas poblaciones.

Respecto a cuidado ambiental, PETROPERÚ dio inicio a la ejecución del proyecto "Rutas de Residuos Sólidos" con el fin de mejorar la disposición de los residuos sólidos en el distrito de Pariñas. Asimismo, 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, así como atendió dos (02) nuevos eventos ocurridos en el primer trimestre 2018.

Finalmente, durante el 1T18, la Compañía logró la certificación de su Sistema Integrado de Gestión Corporativo (SIG-C) en todas sus Sedes, siendo la primera empresa del sector hidrocarburos en el país en certificarse a nivel de corporación bajo las últimas versiones de las normas internacionales ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y OHSAS 18001:2007.

2. ANÁLISIS FINANCIERO Y OPERATIVO

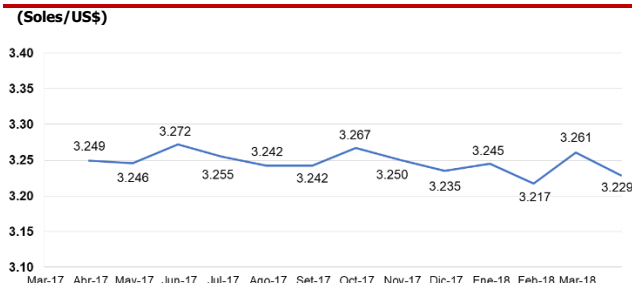
2.1. ENTORNO MACROECONOMICO

La actividad económica peruana registró en el 1T18 un crecimiento de 3.2% del PBI a precios constantes de 2007. Este crecimiento se debe principalmente a la evolución favorable de la demanda interna dinamizada por el incremento del consumo y de la inversión, en un contexto internacional de mayor impulso en el crecimiento de las economías de los principales socios comerciales de Perú. Por su parte, la inflación disminuyó de 1.54% en Noviembre 2017 a 1.18% en Febrero 2018 (por debajo del límite inferior del rango meta), debido a la rápida reversión de los choques de oferta persistentes que afectaron a productos agrícolas como el déficit hídrico de finales del año 2016 y el Fenómeno El Niño Costero en el primer trimestre de 2017; y por el contexto de ciclo económico débil.

Reporte Financiero



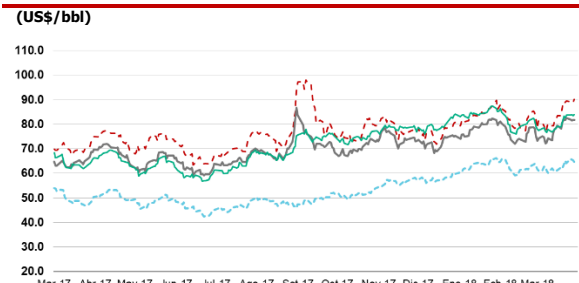
Tipo de Cambio



	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18
Tipo de Cambio	3.249	3.255	3.267	3.245	3.229

Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales



US\$/Bbl (Final del Periodo)	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18
UNL 93	75.0	67.6	75.5	80.8	90.2
UNL 87	69.6	63.9	68.4	75.4	81.8
ULSD	66.3	61.3	74.9	84.2	83.8
WTI	50.6	46.0	51.7	60.4	64.9

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.

Respecto al Tipo de Cambio, en Febrero de 2018, la evolución del Sol se vio afectada por la mayor aversión al riesgo en los mercados internacionales. A inicios de dicho mes se registró un período de mayor volatilidad originado por la corrección de las bolsas de Estados Unidos que reaccionaron a las expectativas de mayores tasas de interés en dólares, dicha volatilidad se extendió al resto de los mercados financieros. Entre Diciembre de 2017 y Febrero de 2018, el Sol pasó de S/ 3.23 a S/ 3.27 por dólar, lo que implicó una depreciación de 1%. Sin embargo, al cierre del mes de Marzo de 2018, el tipo de cambio pasó a S/ 3.229 por dólar, lo cual derivó en una apreciación del Sol de 1.0% con respecto a Febrero 2018.

En relación al precio del petróleo durante el primer trimestre del 2018 mostró un comportamiento muy volátil con una ligera tendencia al alza en comparación a su similar del 2017 que mostró un comportamiento a la baja; el precio del barril comenzó en US\$ 60/bbl y termina el periodo muy cerca de los US\$ 65/bbl. Las razones que impactaron positivamente el precio del petróleo en el primer trimestre del año se encuentran explicados por una reducción de la oferta por parte de la OPEP y Rusia, la reducción de los niveles de inventario a nivel mundial y el conflicto entre Estados Unidos e Irán por nuevas sanciones. El principal factor que deprime el precio es el importante incremento de la producción de petróleo en los Estados Unidos, país que llegaría a ser el principal productor de petróleo en el mundo con cerca de 11 millones de barriles diarios de producción.

Comparativamente, en el primer trimestre del 2017, el valor del barril se encontró a principios de año en US\$ 52/bbl y terminó el periodo por debajo, en US\$ 50/bbl. Los principales fundamentos que deprimen el precio a fines de ese periodo son el aumento a niveles récord de los inventarios de petróleo y el incremento de la producción de Shale Oil en Estados Unidos.

En línea con los movimientos de los precios del WTI, es importante analizar el impacto que esto genera a la economía de la empresa, y es así que los precios de los combustibles se han comportado de forma similar al precio del crudo WTI como se puede apreciar en el gráfico, el cual muestra en Marzo 2018 un leve incremento debido a la reducción del nivel de inventarios de gasolinas, diesel y gasóleos para calefacción en Estados Unidos, a excepción del residual.

Durante el 1T18, 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 se mostraron relativamente estables con dos pronunciadas caídas, impulsadas por reducciones en el precio del crudo. Así, respecto a la UNL 93, el diferencial promedio de Marzo fue de US\$ 21/bbl, mientras que para la UNL 87 ascendió a US\$ 15/bbl.

En el caso del Diesel 2 ULSD, el diferencial respecto al precio del WTI, ha mostrado una tendencia decreciente a lo largo del 1T18, revirtiéndose a partir de la quincena del mes de Marzo 2018, debido a la mayor demanda en el transporte de cargas comerciales, en tanto en el caso del Residual 6 (3% de azufre), el diferencial ha continuado ampliándose, debido a la disminución de su uso, especialmente en el sector de energía y marítimo.

Los precios del mercado local se determinan considerando los precios internacionales de los subproductos del petróleo (Precios de Paridad de Importación calculados por PETROPERÚ). Los precios se expresan en Soles a los tipos de cambio actuales. Nótese, que entre 85-90% del precio ex -planta (antes de impuestos y márgenes de estaciones de servicio mayoristas) corresponde a los precios

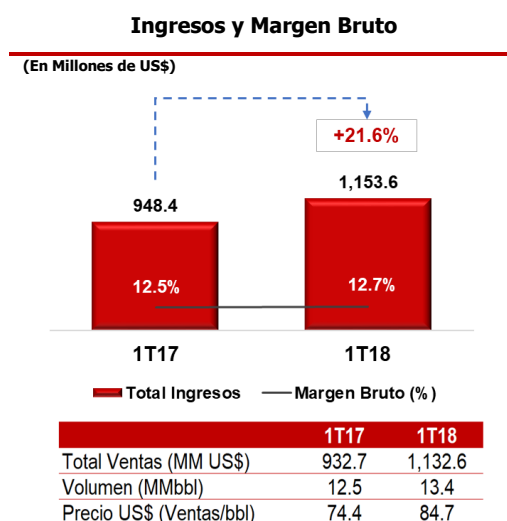
Reporte Financiero



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 OSINERGMIN.

2.2. RESULTADOS FINANCIEROS

ESTADO DE RESULTADOS



Los Ingresos alcanzaron US\$ 1,153.6 MM en el 1T18, un incremento de 21.6% YoY respecto a los alcanzados en el 1T17 de US\$ 948.4 MM. Esta variación se debe al incremento en el volumen vendido de 148.6 MBDC comparado con 139.4 MBDC vendido en 1T17, y además al incremento de los precios de los combustibles. Las Ventas Locales aumentaron en 18.4% de US\$ 842.2 MM en el 1T17 a US\$ 997.3 MM en el 1T18. Las exportaciones aumentaron 1,311.3% YoY de US\$ 9.6 MM a US\$ 135.3 MM. Entre los productos que la Compañía exporta se encuentra el Diesel 2⁶ (Diesel HS, que solía venderse localmente).

El Margen Bruto se incrementó YoY de 12.5% en el 1T17 a 12.7% en el 1T18, como resultado del incremento en el Total de Ingresos por Ventas, pero principalmente por las exportaciones, las cuales se incrementaron en 1,311.3%.

⁶ Diesel 2: Diesel HS (High Sulfur) sin Biodiesel

Reporte Financiero



Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS	VOLUMEN (En MBDC)			VENTAS (En Millones de US\$)			Participación sobre Ventas
	1T17	1T18	YoY	1T17	1T18	YoY	
VENTAS LOCALES							
GLP ^{(1) (2)}	11.7	10.9	-6.9%	51.3	50.2	-2.2%	4.4%
Gasolina 97 / Gasohol 97 ⁽¹⁾	1.67	1.74	4.7%	13.4	15.3	14.5%	1.4%
Gasolina 95 / Gasohol 95 ⁽¹⁾	4.6	5.3	16.0%	35.3	44.9	27.4%	4.0%
Gasolina 90 / Gasohol 90 ⁽¹⁾	17.2	19.1	10.9%	124.8	150.8	20.8%	13.3%
Gasolina 84 / Gasohol 84 ⁽¹⁾	7.2	6.5	-9.8%	52.6	52.7	0.1%	4.7%
Turbo A-1	2.8	3.5	26.8%	22.2	31.5	41.9%	2.8%
Diesel B5 (Incluidos Biodiesel B100) ^{(1) (2)}	22.5	17.0	-24.6%	147.6	84.8	-42.5%	7.5%
Diesel B5 S-50 ^{(1) (2)}	44.5	53.6	20.5%	343.7	471.5	37.2%	41.6%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	2.5	2.7	6.9%	13.9	16.9	21.2%	1.5%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	3.0	2.7	-9.3%	13.3	14.4	8.5%	1.3%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	1.4	2.1	50.1%	6.6	12.8	93.5%	1.1%
Otros ^{(1) (3)}	0.4	0.5	6.0%	17.5	51.4	193.1%	4.5%
Total Ventas Locales	119.4	125.5	5.1%	842.2	997.3	18.4%	88.1%
EXPORTACIONES							
Nafta Virgen	5.3	5.0	-6.3%	25.6	27.9	8.8%	2.5%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	9.0	12.2	35.9%	32.0	61.2	91.1%	5.4%
Diesel 2	4.2	4.3	2.0%	23.4	31.8	35.8%	2.8%
Otros ⁽⁴⁾	1.4	1.6	13.4%	9.6	14.5	51.6%	1.3%
Total Ventas Exterior	20.0	23.2	15.9%	90.6	135.3	49.4%	11.9%
Total Ventas Locales y Exportaciones	139.4	148.6	6.7%	932.7	1,132.6	21.4%	

Otros Ingresos Operativos

21.0

TOTAL INGRESOS

1,153.6

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

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

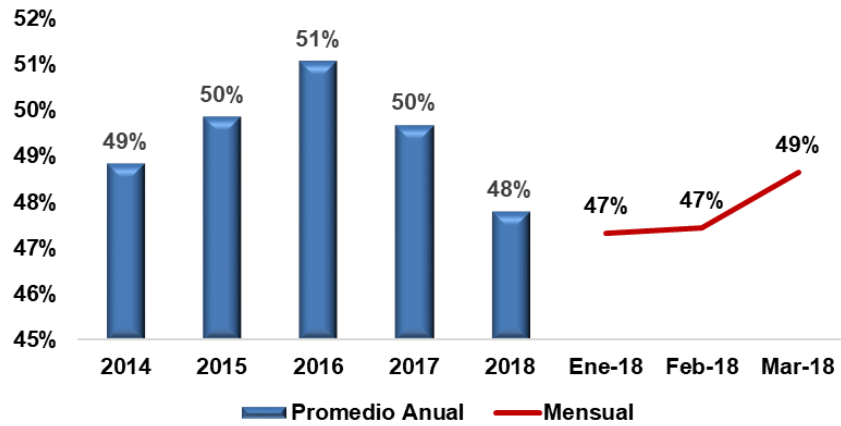
⁽⁴⁾ Turbo A-1, Gasolinas, Asfaltos, IFO's y Ácido Nafténico.

La participación de mercado de PETROPERÚ (promedio anual) se ha reducido de 50% en el 2017 a 48% en el 2018 por aspectos competitivos y agresividad de la competencia. En la participación mensual del año 2018, se observa que una leve recuperación en el mes de Marzo 2018 al haber alcanzado 49%. Los combustibles que están contribuyendo de forma negativa en nuestra menor participación de mercado entre el periodo 2017 al 2018, son principalmente: el diesel, cuya participación se ha reducido de 60% a 57% debido a una menor demanda de empresas eléctricas y las menores compras en minería por la pérdida de dos clientes mineros importantes durante el 2017; y el GLP, cuya participación se ha reducido de 23% a 20%.

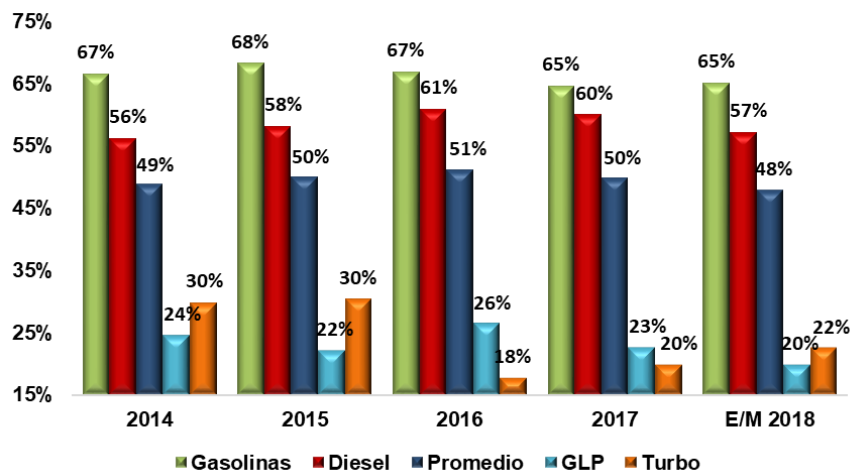
Reporte Financiero



Evolución de la Participación de Petroperú



Evolución de la Participación de Petroperú por Producto



Reporte Financiero



Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)

LTM 1Q 2018	
LOCAL REVENUES	
LPG ^{(1) (2)}	205.2
Gasoline 97 / Gasohol 97 ⁽¹⁾	56.1
Gasoline 95 / Gasohol 95 ⁽¹⁾	158.7
Gasoline 90 / Gasohol 90 ⁽¹⁾	569.5
Gasoline 84 / Gasohol 84 ⁽¹⁾	214.5
Turbo A-1	107.8
Diesel B5 (Includes Biodiesel B100) ^{(1) (2)}	316.7
Diesel B5 S-50 ^{(1) (2)}	1,836.6
Industrial Oil ^{(1) (2)}	65.0
Bunkers (Marine Residual - IFO + Marine Diesel N°2) ⁽¹⁾	63.1
Asphalt Liquid / Asphalt Solid ⁽¹⁾	51.6
Others ^{(1) (3)}	96.0
Total Local Revenues	3,740.7
EXPORTS	
Nafta Virgin	93.1
N°6 Fuel Oil, Reduced Crude, Industrial Oil 500	190.0
Diesel 2	109.0
Others ⁽⁴⁾	46.3
Total Exports	438.5
TOTAL REVENUE	4,179.1

% Participation	
7 Products	83.5%
Diesel B5 S-50 ^{(1) (2)}	43.9%
Gasoline 90 / Gasohol 90 ⁽¹⁾	13.6%
Diesel B5 (Includes Biodiesel B100) ⁽¹⁾	7.6%
Gasoline 84 / Gasohol 84 ⁽¹⁾	5.1%
LGP ^{(1) (2)}	4.9%
N°6 Fuel Oil, Reduced Crude, Industrial Oil 500	4.5%
Gasoline 95 / Gasohol 95 ⁽¹⁾	3.8%
3 Products	65.2%
Diesel B5 S-50 ^{(1) (2)}	43.9%
Gasoline 90 / Gasohol 90 ⁽¹⁾	13.6%
Diesel B5 (Includes Biodiesel B100) ⁽¹⁾	7.6%
Local Revenues	89.5%
Exports	10.5%

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

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

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

A Marzo de 2018, la Empresa obtuvo un volumen de ventas totales ascendente a 148.6 MBDC superior respecto al mismo periodo de 2017 (+6.7%), concentrándose en el mercado interno el 85% de las ventas (125.5 MBDC).

A continuación, el análisis de ventas de nuestros productos es respecto al mismo período (primer trimestre) del año anterior. A Marzo, las ventas al mercado interno se incrementaron en 6.1 MBDC (+5%), debido a lo siguiente:

MERCADO INTERNO

Diesel ULSD (+9.1 MBDC):

- ✓ Clientes mayoristas en +9.9 MBDC, por efecto de la sustitución del Diesel B5 alto azufre.
- ✓ Estaciones de Servicio de la cadena PETRORED en +1.6 MBDC, por la razón mencionada en el párrafo anterior y por el incremento de estaciones de servicio afiliadas (667 a Marzo 2018 vs 655 a Marzo 2017).
- ✓ Los dos incrementos anteriores fueron contrarrestados por las menores ventas en -2.9 MBDC a empresas del sector minero y electricidad. En el primer caso por la pérdida de un cliente minero importante y en el segundo caso por menores ventas a una empresa de generación eléctrica.

Gasolinas/Gasoholes 90, 95 y 97 (+2.6 MBDC): mayores ventas por el crecimiento de la cadena PETRORED, así como a los clientes mayoristas.

Turbo A-1 (+0.7 MBDC): Captación de nuevos clientes y mayores ventas a clientes existentes por la mayor actividad aérea en el país.

No obstante, las mayores ventas en el mercado interno fueron contrarrestadas principalmente por lo siguiente:

Diesel B5 (-5.5 MBDC): principalmente por inferiores ventas a:

- ✓ Clientes mayoristas, que sustituyeron el producto por Diesel ULSD en cumplimiento del D.S. N° 025-2017-EM.
- ✓ Estaciones de Servicio de la cadena PETRORED, también por la razón anterior.

GLP (-0.8 MBDC): debido a que la rotura del ducto de Camisea conllevó a mayores importaciones, lo cual generó una sobreoferta en el mes de Febrero.

Reporte Financiero



MERCADO EXTERNO

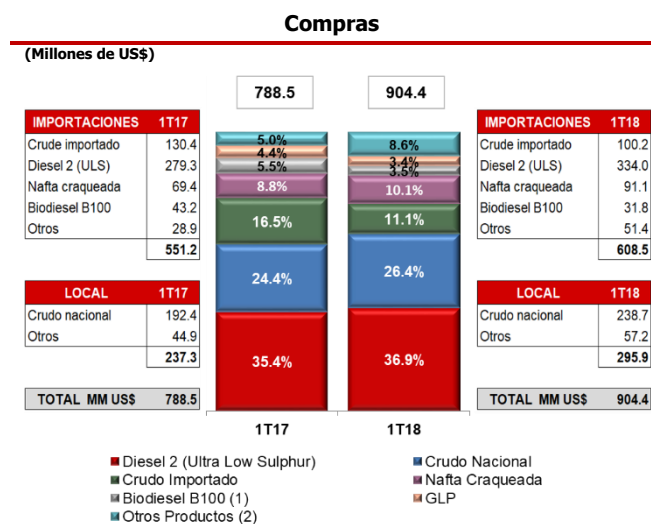
En cuanto a las ventas al exterior, estas aumentaron en 3.2 MBDC, principalmente por contarse con altos inventarios de Fuel Oil al inicio del año.

En relación a nuestra Cadena de Suministro, la salida de servicio del Muelle 7 (ubicado en el Puerto del Callao) por mantenimiento mayor, desde Febrero, está generando restricciones operativas. Esto ha motivado a ejecutar un programa de llenado de tanques nuestros en Callao de Gasolinas, Diesel y Turbo A1. Paralelamente, se trabaja en la habilitación del Muelle 5 (también ubicado en el Callao) para descargas de gasolinas y diesel. Se realiza compra de GLP a Pluspetrol y Solgas para atender el 80% de la demanda de GLP y el 20% restante se atenderá en nuestro Terminal - Callao.

Al primer trimestre del 2018 las inversiones para la construcción de nuevas Plantas y Terminales es el siguiente: i) Terminal Ilo con un avance físico real de 42.1% versus avance físico programado de 47.2%, la desviación se debe a retrasos del contratista, ii) Planta de abastecimiento de Pasco – Ninacaca con un avance real de 40.5% versus 42.6% programado, también ligeramente retrasado, debido a los mayores plazos para la absolución de consultas del proceso de contratación del servicio.

En este periodo (ene-mar) persisten los cierres de puerto originados por cambios climáticos, registrándose 164.71 días versus los 123.18 días (33.71% más) registrados en el mismo periodo (ene-mar) 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.

En 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 este periodo 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 volumen de petróleo comprado localmente incrementó 1% YoY, mientras que las compras de petróleo (en US\$) se incrementaron en 5.0% YoY, como resultado de los aumentos de precios. El crudo nacional (que incluye el crudo del Noroeste del país) actualmente representa el 26.4% del total de compras.

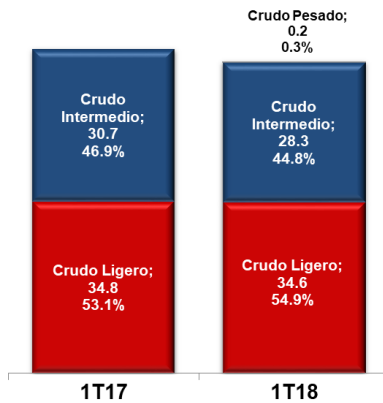
En el 1T18 la importación de petróleo corresponde al 11.1% del total de compras en nuestras refinerías. El volumen de compras se redujo en 5.1% YoY, mientras que el volumen importado de petróleo disminuyó 40.4% YoY, reflejando así la reducción en las cargas de petróleo al proceso de producción para reducir la producción de Diesel HS.

Reporte Financiero



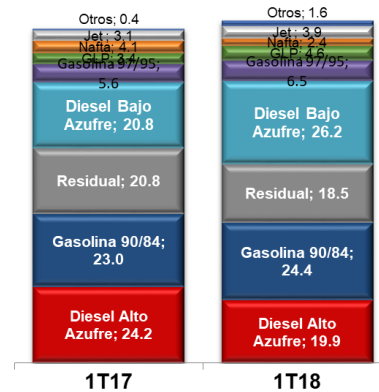
Detalle del Petróleo Crudo

(MBDC)



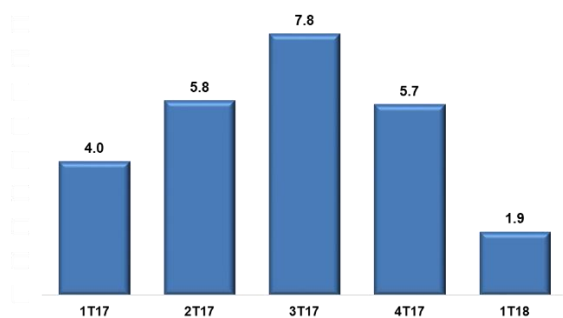
Rendimiento por Producto

(MBDC)



Margen Neto de Refinación ⁽¹⁾

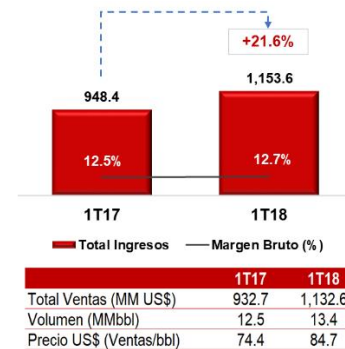
(US\$/bbl)



(1) 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.

Ingresos y Margen Bruto

(En Millones de US\$)



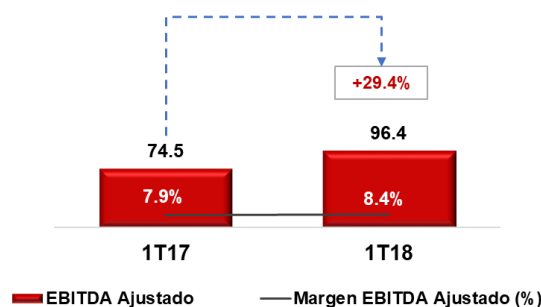
Para el 1T18, el Margen Neto de Refinación se redujo un 52.4% de US\$ 4.0/bbl en el 1T17 a US\$ 1.9/bbl YoY, debido a que en Enero 2018 se inició la comercialización de Diesel ULSD⁷ en el departamento de La Libertad en cumplimiento del D.S. 025-2017-EM, por lo que la operación de las refinerías Talara y Conchán se ha visto afectada, ya que éstas no tienen la capacidad de producir Diesel ULSD. El diesel obtenido de las operaciones de las refinerías mencionadas fue suministrado a un cliente local (a un menor precio respecto a su valor de realización en el mercado local), atendiéndose la demanda nacional de Diesel ULSD con producto formulado a partir de insumos importados o adquiridos localmente.

Sin embargo, la disminución del Margen de Refinación ha sido 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.

⁷ Diesel ULSD: Ultra Low Sulphur Diesel o "Diesel B5 S-50 (ULSD)"

EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó US\$ 96.4 MM en EBITDA Ajustado en el 1T18, comparado con US\$ 74.5 MM en el 1T17, principalmente como resultado del incremento del Margen Bruto en 0.9%, que pasó de 12.5% a 1T17, a 12.7% a 1T18, explicado por la buena gestión comercial realizada lo que derivó a un mayor Ingreso por Ventas en el 1T18 de US\$ 1,153.6 MM comparado con los US\$ 948.4 MM del 1T17. En ese sentido, el Margen EBITDA se incrementó de 7.9% en el 1T17 a 8.4% en el 1T18.

El Costo de Ventas corresponde al 87.3% de los ingresos de la Compañía, lo que implica la importancia de tener que contar con una buena gestión en la compra de commodities; sin embargo, existen factores exógenos, como los precios del petróleo crudo, que pueden ocasionar que esa buena gestión no se vea favorecida en una reducción del Costo de Ventas. Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

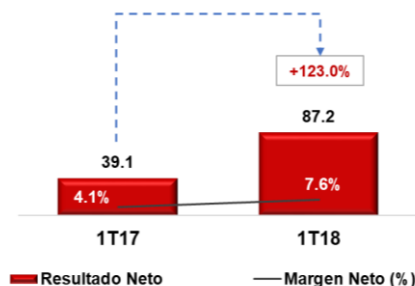
(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	Ejecutado en 2017	Ejecutado a Marzo 2018
Refinación	232,976	54,319
Transporte a través ONP	39,264	15,191
Distribución & Comercialización	159,401	37,467
Otros	102,513	21,574
Total	534,154	128,551

La operación de refinación, la actividad más grande de la compañía actualmente, es la que representa los mayores gastos operativos entre todas las unidades operativas de la Empresa (44% y 40% en el 2017 y 2016, respectivamente); actualmente, se encuentran en operación las refinерías de Talara, Conchán e Iquitos. La segunda 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.

Resultado Neto y Margen Neto

(En Millones de US\$)



Reporte Financiero

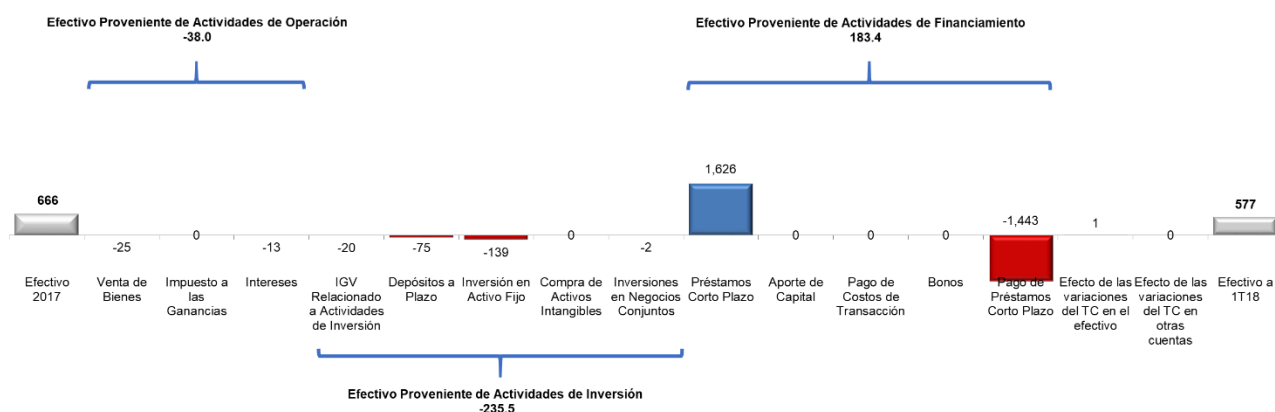


La Utilidad Neta en el 1T18 fue de US\$ 87.2 MM comparada con US\$ 39.1 MM en el 1T17, como resultado principalmente de los mayores volúmenes de ventas de 148.6 MBDS en el 1T18 comparado con los 139.4 MBDC YoY y el aumento de los precios de los combustibles. Estos incrementos se vieron contrarrestados en cierta medida por los menores gastos por actividades de operación los cuales se redujeron en 52.5% YoY y la reducción en 32.0% de los gastos financieros netos respecto al 1T17.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 1T18

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ registró al final del 1T18 un Flujo de Caja de US\$ 576.6 MM, comparado con US\$ 282.9 MM en el 1T17, el cual se ve afectado por el saldo al cierre de 2017 cuyo valor está relacionado a los financiamientos realizados en el 2017 que incluye la emisión de bonos por US\$ 2 billones. Además, también influye en la diferencia de saldos los financiamientos de corto plazo para capital de trabajo realizados en el 1T18.

El Flujo de Caja Operativo en el 1T18 se redujo a US\$ -38.0 MM de US\$ -35.9 MM en el 1T17, principalmente, debido al mayor pago de intereses por el uso de instrumentos derivados de cobertura.

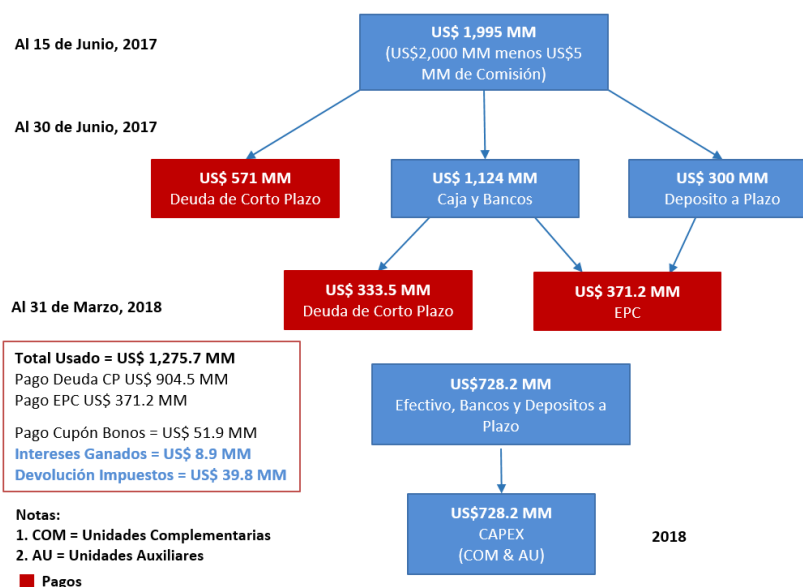
En ese sentido, el Flujo de Caja de Actividades de Inversión, alcanzó US\$ -235.5 MM en el 1T18 comparado con US\$ -190.4 MM en el 1T17. Esta mayor reducción se debe, principalmente, a la colocación de Depósitos a Plazo Fijo en bancos locales y extranjeros en el 1T18.

Asimismo, el Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento en el 1T18 se redujo a US\$ 183.4 MM de US\$ 431.8 MM en el 1T17, a razón de los pagos de financiamientos de capital de trabajo realizados durante el 1T18.

Reporte Financiero



Los fondos de 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

PETROPERÚ continúa avanzando en el financiamiento del PMRT. En el 2017 se aprobó la selección del conjunto de bancos compuesto por BBVA, BNP Paribas, HSBC, Banco Santander, Citibank, JP Morgan y Deutsche Bank; y la operación de financiamiento externo por US\$ 1,300 MM con garantía de CESCE.

En cuanto a CESCE, el 15 de Enero de 2018 el Ministerio de Economía y Finanzas aprobó la transacción de endeudamiento externo con la banca internacional, con la garantía de CESCE pero sin la garantía del Gobierno peruano. Además, PETROPERU obtuvo el "No Objection Report" de la Contraloría General el 22 de Febrero de 2018. PETROPERU aún no ha recibido el préstamo, hay algunos pasos previos que deben completarse primero.

Al 1T18, PETROPERÚ mantiene líneas de crédito renovables de bancos locales y extranjeros hasta por US\$ 2.5 billones, de los cuales US\$ 909.5 MM están disponibles. Suficiente para cubrir las necesidades de capital de trabajo.

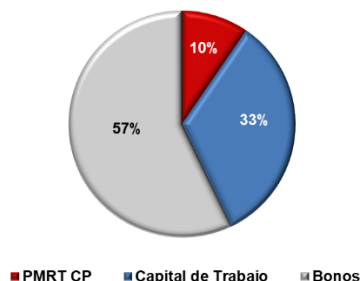
La deuda total se distribuye de la siguiente manera: 57% Bonos, 33% Capital de Trabajo y 10% Préstamos a Corto Plazo para el PMRT. Los costos por préstamos capitalizados durante el 1T18 relacionados con el PMRT ascendieron a US\$ 33.8 MM (US\$ 74.7 MM durante el 2017). El Capital de Trabajo durante el 1T18 alcanzó US\$ 19.3 MM frente a US\$ 52.9 MM en el 2017.

Reporte Financiero

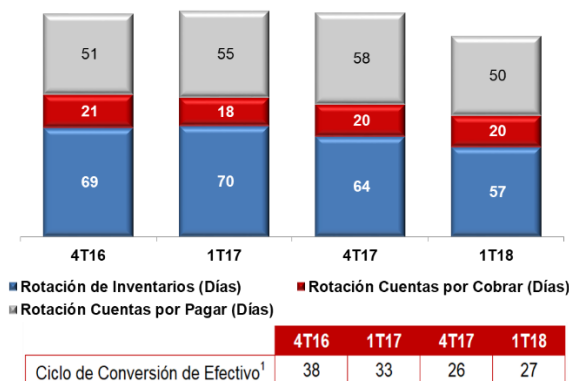


Composición de la Deuda

2017



Ciclo de Conversión de Efectivo

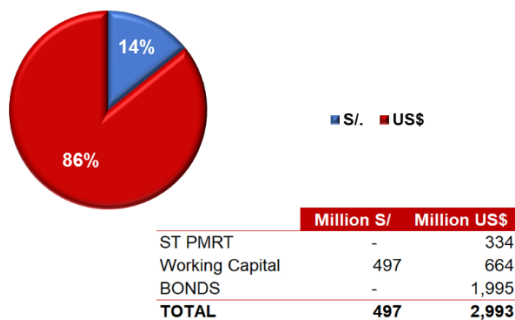


¹ Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar – Rotación de Cuentas por Pagar

El Ciclo de Conversión en Efectivo durante el 1T18 alcanzó los 27 días, ligeramente por encima del 4T17 y menor al 1T17. En relación a la combinación de monedas de la Deuda Total ésta está dividida en 86% US\$ y 14% Soles. La duración de la deuda promedio es 10.31 años para el bono de 15 años, y 14.25 años para el bono de 30 años. El Cronograma de Amortización muestra que los préstamos de corto plazo relacionados al PMRT se pagarán durante el 2T18. Los bonos son a largo plazo y vencen en 2032 y 2047, respectivamente, y se pagarán con la generación de efectivo PMRT.

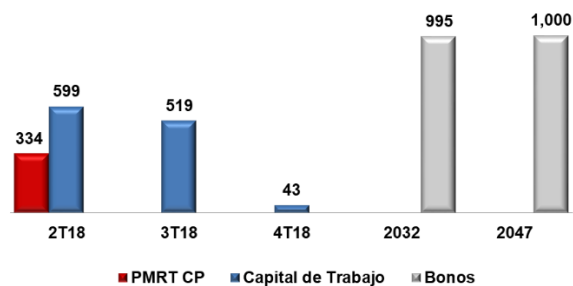
Composición de la Deuda

Desde 1T18 (En Millones de US\$)



Cronograma de Amortización de Deuda

(En Millones de US\$)



INDICADORES FINANCIEROS

Ratios

	2017	LTM 1Q18	YoY
EBITDA / Intereses	10.0	7.4	-26.0%
Deuda / Activos	55.6%	58.4%	4.9%
EBITDA / Activos	5.8%	6.1%	4.9%
Deuda / EBITDA	9.5	9.5	0.0%
Ratio de Liquidez	1.02	1.01	-1.4%

El ratio EBITDA/Intereses hace referencia a un indicador de cobertura de intereses, éste se redujo en 26% en los LTM 1T18. Aún así, la Empresa tiene la facultad de pagar hasta 7.4 veces los intereses no incluidos en las actividades de financiamiento con el flujo de caja proveniente de la operación principal.

Por otro lado, la Deuda Total de la empresa representa más de la mitad del Total de Activos, lo cual principalmente se debe a la emisión de bonos realizada a mediados del 2017. Respecto al EBITDA, en el LTM 1T18 este representó el 6.1% del Total de Activos, principalmente, este ratio hace referencia a la capacidad que tiene los activos para generar rentabilidad a partir de la actividad principal.

Durante LTM 1T18, la Compañía tiene un Ratio Deuda/EBITDA de 9.5 veces, debido al nivel de apalancamiento que esta mantiene, en cierto sentido la empresa se encuentra en la capacidad de afrontar sus financiamientos considerando que el financiamiento más relevante es de largo plazo y se espera que la generación del PMRT pueda hacer frente a estos financiamientos.

Finalmente, a razón de los financiamientos de corto plazo al cierre del 1T18 el Ratio de Liquidez se ha reducido en 1.4% pero por ser un resultado cercano a 1, vemos que la Empresa tiene casi equivalente el nivel de Pasivos Corriente al de Activos Corrientes.

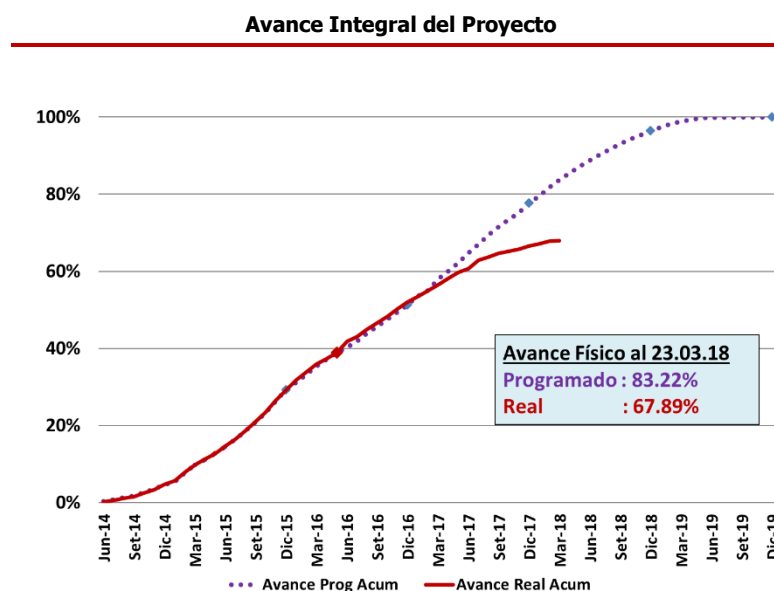
2.3. RESULTADOS OPERATIVOS

PETROPERÚ se concentra en tres líneas de negocio: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98.8% del Total de Ingresos Brutos en el 1T18, 2) Arrendamiento y privatización de ciertas unidades, que representaron el 1.1% del Total de Ingresos Brutos durante el primer trimestre 2018, y 3) el Oleoducto Nor-Peruano, que representó el 0.1% del Total de Ingresos Brutos durante el primer trimestre 2018, como resultado del cierre del oleoducto.

Adicionalmente, PETROPERÚ 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 PETROPERÚ, como se explica más adelante.

PMRT

Al finalizar el mes de Marzo del 2018, se ha obtenido un avance físico integral del PMRT de 68.4% vs 83.7% programado. Este desfase se explica por retrasos en el montaje de tuberías del Contratista principal (Técnicas reunidas) así como en la adjudicación de las Unidades Auxiliares, que fue otorgada al Consorcio Cobra SCL UA&TC y cuyo cronograma de ejecución implicará una nueva versión del cronograma integrado del proyecto, con proyección al nuevo plazo estimado de culminación de Diciembre 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 99.9% vs 99.6% programado. Pendiente labores de Ingeniería para la integración con las Unidades Auxiliares.

Reporte Financiero



Procura de equipos y materiales: Se cuenta con un avance de 99.1% vs 99.9% programado. En trámite adquisición de cables eléctricos para trabajos de cableado de unidades y edificios.

Construcción: Se cuenta con un avance de 76.1% vs 84.8% programado, menor avance en el montaje de tuberías y equipos, modificación de tanques e interconexiones, montaje de Instrumentación, que impacta cumplir el hito de culminación mecánica.

Unidades auxiliares y trabajos complementarios

El 08.02.18 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.

Se realizan las coordinaciones para la entrega de los diversos planes de ejecución, cronogramas de trabajos y entrega de las áreas de Unidades para el inicio de los trabajos.

Financiamiento

Con los US\$ 2,000 MM provenientes de la emisión de bonos, se realizaron pagos por comisión de estructuración de los bonos de acuerdo con lo dispuesto en la carta mandato, pagos de deuda de corto plazo, pagos por facturas relacionadas con el EPC. 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 Agencia de Crédito a la Exportación CESCE- España, se suscribió el contrato de crédito el 30 de Enero 2018 y se viene coordinando con el agente administrativo del contrato (DEUTSCHE BANK, S.A.E.) y el asesor legal (Skadden), a la fecha aún no se han efectuado el primer desembolso.

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

Contratación de mano de obra local

Durante el mes de Marzo, el personal contratado equivale a 7,091 puestos de trabajo. Así, la mano de obra local no calificada tiene una participación del 87%, superando el mínimo establecido en el EIA (70%), en tanto la mano de obra local calificada tiene una participación de 29%.

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

El Margen Neto de Refinación fue inferior al 1T17 (US\$ 1.89/bbl en el 1T18 vs. US\$ 3.97/bbl en el 1T17), debido a que desde Enero del 2018 se inició la comercialización de Diesel ULSD en el departamento de La Libertad en cumplimiento del D.S. 025-2017-EM del 07.09.2017, por lo que la operación de las refinerías Talara y Conchán se ha visto afectada, ya que éstas no tienen la capacidad de producir diesel con las características requeridas a partir de su proceso productivo. El diesel obtenido de las operaciones de las refinerías mencionadas fue suministrado a un cliente local (a un menor precio respecto a su valor de realización en el mercado local), atendándose la demanda nacional de Diesel ULSD con producto formulado a partir de insumos importados o adquiridos localmente.

Adicionalmente, la menor carga procesada ha traído como consecuencia que el costo operativo unitario de refinación se incremente (US\$ 6.10/bbl 1Q2018 vs. US\$ 5.72/bbl 1Q2017).

La disminución del margen de refinación se ha 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 B5 S50, a partir de componentes importados.

Considerando los resultados globales, el margen obtenido en las operaciones de refinación y mezcla en las refinerías ha sido de US\$ 4.98/bbl.

Reporte Financiero



Datos Operativos

	2017	LTM 1T18	1T17	4T17	1T18	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	68.8	67.8	73.7	65.7	-3.1%	-10.9%
Producción de Refinados (en MBDC) ⁽³⁾	104.7	105.3	105.4	114.1	108.0	2.5%	-5.3%
Margen Neto de Refinación (US\$ por BI) ⁽⁴⁾	5.8	5.3	4.0	5.7	1.9	-52.4%	-66.6%
Margen Neto de Mezcla (US\$ por BI) ⁽⁵⁾	11.9	11.6	11.3	11.4	11.7	4.4%	3.3%
Margen Total Neto (US\$ por BI) ⁽⁶⁾	7.3	6.9	6.4	6.1	5.0	-22.3%	-17.7%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽⁷⁾	73.4%	72.8%	71.8%	78.0%	69.5%	-	-
Volúmenes de venta (en MBDC)	145.2	147.5	139.4	147.3	148.6	6.6%	0.9%

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.

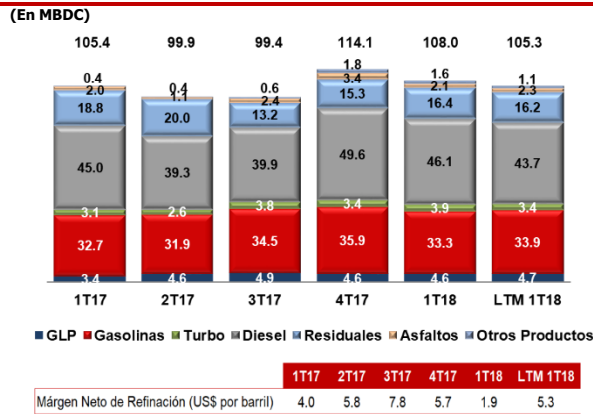
La producción fue superior respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente a la mayor producción de GLP, en vista de que no se registraron paradas de UCC, a diferencia de Febrero 2017 cuando se registró una parada de 10 días por mantenimiento. También, por mayor producción de Turbo para recuperación de inventarios y; finalmente, por mayor producción de Gasolinas 95/97 (formulados con producto importado), para generar inventarios a fin de atender los despachos en la Planta Callao, en previsión a la salida de operación del muelle por trabajos de mantenimiento.

El Ratio de Utilización de Capacidad Instalada de Refinación disminuyó de 71.8% en el 1T17 a 69.5% en el 1T18 debido a que se inició la comercialización de Diesel ULSD en el Departamento de La Libertad en cumplimiento de la normativa, lo que afectó la carga a las refinerías Talara y Conchán, pues como se ha mencionado anteriormente, éstas no son capaces de producir diesel con el contenido de azufre exigido.

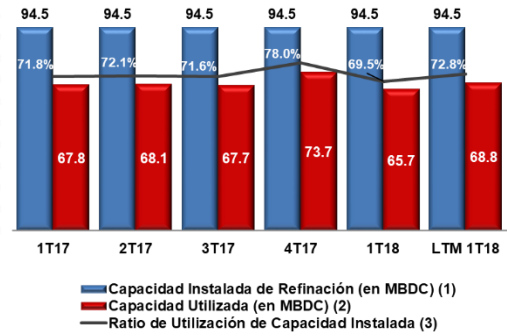
Reporte Financiero



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 período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica

OLEODUCTO NOR-PERUANO (ONP)

A pesar que han ocurrido en el primer trimestre del 2018 dos (02) contingencias en el ONP, debido a cortes a la tubería por acción de terceros, el volumen de petróleo crudo acumulado a Marzo 2018 que se ha bombeado es el siguiente:

Tramo	Volumen bombeado a Marzo 2018 (MB)	Promedio a mar 2018 (MBDC)
TRAMO I	223.4	2.5
TRAMO II	1,374.3	15.3
ORN	885.0	9.5

Al mes de Marzo 2018, se ha embarcado en el Terminal Bayóvar⁸:

- ✓ 900.6 MB de crudo a clientes externos (Pacific y Perupetro).
- ✓ 232.0 MB de crudo a clientes internos (Refinería Talara y Refinería Conchán).

Desde el año 2016 hasta Marzo 2018, han ocurrido veintiún (21) contingencias en el ONP (Ver tabla líneas abajo). A la fecha, se ha culminado la limpieza y remediación de quince (15) contingencias, dos (2) se encuentran en la etapa de retiro de los residuos sólidos, tres (3) se encuentran en plena ejecución de la limpieza y, finalmente, se está a la espera del restablecimiento de las relaciones con la Comunidad "6 de Julio" para el ingreso seguro de los postes del servicio de limpieza a la contingencia ocurrida el 11.03.2018 (Km. 87+887 – Tramo I del ONP, corte al ducto efectuado por terceros no identificados, se logró detener la fuga y se confinó el crudo).

En el primer trimestre 2018 (27.02.2018), también ocurrió otra contingencia (Km. 20+204 – Tramo I del ONP, dos (02) cortes en la infraestructura realizados por terceros no identificados, se contuvo el derrame).

⁸ Puerto terminal del ONP, de propiedad de PETROPERÚ; en este puerto se embarca la producción petrolífera de la selva norte del Perú. Se sitúa en Punta Bapo, a unos 100 km al sur de la ciudad de Piura, y a unos 60 km de la ciudad de Sechura.

Año	Cantidad	En ejecución	Culminadas
2016	13	0	13
2017	6	2	4
2018	2	2	0
	21	4	17

Como fue reportado anteriormente, PETROPERÚ ha implementado un Sistema de Alerta Temprana y el Desbroce del Derecho de Vía del ONP, como mecanismos de seguridad participativa a través de empresas locales. Adicionalmente, se está dialogando con la Policía Nacional del Perú para la firma de un Convenio entre ambas instituciones con la finalidad de brindar seguridad a las instalaciones del ONP.

Como estuvo programado, TECHINT tenía plazo hasta el 10.01.2018 para presentar su propuesta técnica/económica para la puesta en valor del ONP. Esta propuesta fue analizada por PETROPERÚ, sin embargo, no se llegó a ningún acuerdo, por lo que quedó sin efecto el Acuerdo de Intenciones con dicha empresa. Siguiendo con la directiva de la Alta Administración, se vienen elaborando las Bases para la contratación de servicios especializados de primer nivel, que elaboren estudios para la Modernización del ONP y ORN, que comprenda no solo la identificación de las inversiones para la puesta en valor del ONP y la Ingeniería para su Modernización, sino también, la definición del Modelo de Negocio, posibles extensiones hacia el upstream y downstream que permita garantizar la sostenibilidad económica y financiera a largo plazo de todo el sistema de transporte.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

Durante el primer trimestre del 2018, GeoPark como socio operador del Lote, ha desarrollado actividades de levantamiento de información para el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para el Proyecto de Desarrollo del Yacimiento Situche Central; así como ha solicitado cambios en el alcance del Estudio de Impacto Ambiental del Programa Exploratorio, incorporando nuevas áreas. Al final del trimestre se inició el servicio de toma de datos para la ingeniería conceptual de las facilidades de producción temprana.

Lote 192

A Marzo 2018, el Lote continúa siendo operado por Pacific Stratus Energy (actual Frontera Energy) a través de un Contrato de Servicios Temporal de dos (02) años, que se estima terminará el 10 de Junio de 2019. Al amparo de la Ley N° 30357, que señala que previa evaluación y negociación directa con Perupetro S.A. PETROPERÚ podría suscribir el Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos, en Enero de 2018 PETROPERÚ solicitó a Perupetro S.A. ser calificado como empresa petrolera al 100% para asumir el Contrato de Licencia; habiendo sido otorgada esta Calificación ese mismo mes. A la fecha, PETROPERÚ está a la espera de ser convocado por Perupetro S.A. para una negociación directa de las condiciones del Contrato de Licencia. Luego, PETROPERÚ está facultada a buscar socios estratégicos para el desarrollo del Lote.

ALQUILERES Y UNIDADES PRIVATIZADAS

Este segmento corresponde al arrendamiento de determinadas instalaciones a terceros. Los ingresos reportados de este segmento se clasifican en Otros Resultados Operativos, alcanzando US\$ 21.0 MM en el 1T18.

3. OTROS ASPECTOS DE GESTIÓN QUE IMPACTAN LOS RESULTADOS

3.1. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

Durante el primer trimestre 2018, los principales avances en materia de Buen Gobierno Corporativo (BGC) han sido los siguientes:

1. Elaboración del Reporte Anual sobre el Cumplimiento del Código de BGC para las Sociedades Peruanas. A fines de Marzo 2018, pendiente de aprobación por parte del Directorio y Junta General de Accionistas.
2. Elaboración del Informe Anual de BGC 2017. A fines de Marzo 2018, pendiente de aprobación por parte del Directorio.
3. Actualización del Código de BGC 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, que incluya, entre otros, mecanismos que garanticen el cumplimiento de los objetivos de la empresa y medidas necesarias para transparentar la información financiera de la empresa conforme a la normativa del mercado de valores vigente y las mejores prácticas del BGC. A fines de Marzo 2018, pendiente de aprobación por parte del Directorio.
4. Aprobación, por parte del Directorio, de su Plan de Trabajo Anual, el cual contribuye a una mayor eficiencia en el desempeño de la organización; además, en él se indican las reuniones y temas que se abordarán durante el año.
5. En relación al Sistema de Integridad, se han realizado las siguientes actividades:
 - a) Se están elaborando las Bases para concursar el Servicio de Implementación del Sistema de Prevención Anticorrupción.
 - b) Se ha contactado a más de 15 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) Se está publicitando el Código de Integridad de PETROPERÚ S.A. a varias empresas relacionadas a la empresa, ofreciendo la disposición de visitarlos y darles a conocer el Sistema de Integridad.

3.2. GESTIÓN SOCIAL Y AMBIENTAL

En el 2018, PETROPERÚ continúa con el proceso de fortalecimiento y mejoramiento de la gestión para el empleo local y empresas locales en Talara, para lo cual se han asignado especialistas a dedicación exclusiva para el seguimiento sistemático y control de casos de contratación, quejas, condiciones laborales y deudas de trabajadores y proveedores talareños. Asimismo, en el marco de la construcción de las unidades auxiliares, se han alcanzado a la contratista responsable de la construcción los procedimientos de contratación de mano de obra local y gestión de pases con el objetivo de alinearse al estándar PETROPERÚ.

Por otro lado, PETROPERÚ y la Cámara de Comercio e Industrias de Talara firmaron un convenio de colaboración con el objetivo de promover el fortalecimiento de la gestión del negocio de las empresas constituidas y que desarrollen actividades en la provincia, para lo cual se pretende crear una base de datos de empresas locales que será puesta a disposición de las empresas contratistas. Para estos efectos se promoverán estándares de homologación y el fortalecimiento de la gestión de los negocios organizando conjuntamente con el gremio cursos de capacitación.

Continuamos fortaleciendo la empleabilidad de las poblaciones aledañas a nuestras operaciones realizando talleres que contribuyan a mejorar las capacidades, por ello se realizó un taller para el desarrollo de habilidades blandas de 70 personas con habilidades diferentes de la provincia de Talara con el objetivo de incrementar sus posibilidades de inserción laboral. Igualmente, se programa iniciar, en el segundo trimestre, un programa de promoción de emprendimiento dirigido a mujeres talareñas de escasos recursos económicos. El año 2017 se capacitaron 80 mujeres y este año se capacitarán otras 140, quienes además recibirán las herramientas necesarias para la creación y formalización de Micros y Pequeñas Empresas (MYPES) que les permita generar sus propios ingresos, las cuales se constituirán con un 'capital semilla' y serán monitoreadas para garantizar su desarrollo en el mercado local.

Finalmente, como parte de los compromisos asumidos por Petroperú en Talara, los trabajos de mejoramiento integral de la avenida G, registran un avance del 90%. Al culminarse, será entregada a la Municipalidad Provincial de Talara para su posterior reapertura.

En ONP, se dio inicio al Taller de Costura en el centro poblado de Maypuco, Urarinas, (Loreto), con la participación de 30 mujeres las cuales serán capacitadas en corte, patronaje y confección de prendas teniendo así la perspectiva de generar ingresos que las

ayuden a solventar sus gastos. Paralelamente, se firmó un convenio de cooperación con FONDEPES⁹ con el objetivo fomentar proyectos acuícolas que beneficien a las comunidades vecinas en dos distritos de Loreto.

En materia ambiental, la Compañía se encuentra a la espera de la aprobación, por parte de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MINEM (Ministerio de Energía y Minas), de los Informes de identificación de sitios posiblemente contaminados que superen los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo en sus emplazamientos, a fin de continuar con las siguientes etapas del proceso enmarcado en el cumplimiento del ECA para Suelo.

Respecto a cuidado ambiental, PETROPERÚ dio inicio a la ejecución del proyecto "Rutas de Residuos Sólidos" en coordinación con la Municipalidad Provincial de Talara y la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (JICA, por sus siglas en Inglés), con el fin de mejorar la disposición de los residuos sólidos en el distrito de Pariñas. Como parte del proyecto se viene realizando un estudio para el mejoramiento del sistema de gestión de residuos sólidos, el cual contempla la identificación de los puntos críticos y el plan de rutas para el recojo eficiente de la basura en todo el distrito de Pariñas.

Asimismo, PETROPERÚ 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, así como atendió dos (02) nuevos eventos originados por actos de terceros ocurridos en el primer trimestre 2018. Paralelamente, la Compañía 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.

Finalmente, durante el 1T18, la Compañía logró la certificación de su Sistema Integrado de Gestión Corporativo (SIG-C) en todas sus Sedes, siendo la primera empresa del sector hidrocarburos en el país en certificarse a nivel de corporación bajo las últimas versiones de las normas internacionales ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y OHSAS 18001:2007.

3.3. ASPECTOS ORGANIZACIONALES

Petroperú, con la nueva organización aprobada y las acciones establecidas el año 2017 mostradas en el Reporte 2017, continúa mejorando los aspectos organizacionales a fin de contribuir al mejor desempeño de la organización y por ende los mejores resultados de la empresa.

Con fecha 14 de Marzo de 2018, se dio inicio al Proceso de Evaluación del Desempeño, cuya fecha de finalización está previsto aproximadamente para mediados del presente año.

Respecto a las acciones orientadas a ejecutar las estrategias de atracción y retención de talento, se vienen sosteniendo reuniones con consultorías quienes nos presentan propuestas para desplegar acciones/actividades para atraer y retener el talento.

En temas referidos a la gestión del talento, en el primer trimestre del presente año, se ha realizado Evaluaciones de Potencial a algunos trabajadores del nivel 3 (Sub Gerentes) y 4 (Jefes), con apoyo de la consultora Mercer, esta evaluación de potencial busca obtener el máximo resultado que puede ofrecer un talento en el largo plazo; relacionado al crecimiento y desarrollo profesional.

Estamos implementando el Programa de Desvinculación Voluntaria, dirigido al personal que cuya edad de jubilación oscila entre los 66 y 69 años, así como para el personal con situación de salud crítica, este programa estará vigente hasta Mayo del 2018.

⁹ Fondo Nacional de Desarrollo Pesquero. Su objetivo es promover el desarrollo integral de la actividad pesquera artesanal y acuícola en el ámbito nacional, a favor de los pescadores artesanales y acuicultores.

Reporte Financiero



Resumen Financiero

Estado de Resultados

En Millones de US\$	2016	2017	LTM 1T18	1T17	1T18	YoY ⁽¹⁾
Ventas Nacionales	3,052.5	3,585.5	3,740.7	842.2	997.3	18.4%
Ventas al Exterior	265.2	393.7	519.5	9.6	135.3	1311.3%
Otros Ingresos Operacionales	72.2	72.3	77.7	15.7	21.0	34.3%
Total Ingresos	3,390.0	4,051.6	4,256.8	948.4	1,153.6	21.6%
Costo de Ventas	-2,834.8	-3,462.3	-3,640.5	-829.5	-1,007.7	21.5%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	83.6%	85.5%	-85.5%	-87.5%	-87.3%	-
Ganancia Bruta	555.2	589.2	616.3	118.9	146.0	22.7%
Margen Bruto (%)	16.4%	14.5%	14.5%	12.5%	12.7%	-
Gastos Operativos	-449.5	-290.7	-260.8	-56.9	-27.0	-52.5%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	13.3%	7.2%	6.1%	6.0%	2.3%	-
Resultado Operativo	105.7	298.6	355.5	62.1	119.0	91.7%
Margen Operativo (%)	3.1%	7.4%	8.4%	6.5%	10.3%	-
Resultado Neto	40.7	185.1	233.2	39.1	87.2	122.9%
Margen Neto (%)	1.2%	4.6%	5.5%	4.1%	7.6%	-
EBITDA Ajustado	376.6	347.3	369.3	74.5	96.4	29.5%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	11.1%	8.6%	8.7%	7.9%	8.4%	-

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

Estado de Flujo de Efectivo

En Millones de US\$	2016	2017	LTM 1T18	1T17	1T18	YoY
Flujo de Caja Operativo	374.9	165.0	-1,575.6	-35.9	-38.0	6.1%
Flujo de Actividades de Inversión	-1,101.0	-1,228.5	-1,743.4	-190.4	-235.5	23.7%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	793.9	1,652.7	6,669.8	431.8	183.4	-57.5%

Estado de Situación Financiera

En Millones de US\$	2016	2017	LTM 1T18	1T18	YoY
Activo Corriente	1,148.0	2,319.2	2,277.6	2,277.6	-2%
Activo No Corriente	3,028.7	3,619.6	3,741.0	3,741.0	3%
Total Activos	4,176.8	5,938.7	6,018.6	6,018.6	1%
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,733.4	1,319.2	1,528.0	1,528.0	16%
Deuda Financiera a Largo Plazo	248.9	1,985.1	1,985.2	1,985.2	0%
Total Deuda Financiera	1,982.4	3,304.3	3,513.2	3,513.2	6%
Otros Pasivos	1,078.5	1,016.8	800.5	800.5	-21%
Total Pasivo	3,060.8	4,321.1	4,313.7	4,313.7	0%
Patrimonio	1,115.9	1,617.6	1,704.9	1,704.9	5%
Total Pasivo + Patrimonio	4,176.8	5,938.7	6,018.6	6,018.6	1%
Pasivo Corriente	2,728.2	2,266.2	2,258.3	2,258.3	0%
Capital de Trabajo	-1,580.2	52.9	19.3	19.3	-64%
Deuda / EBITDA	5.3	9.5	36.4	36.4	283%