



PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2017

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

**ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

CONTENIDO	Página
Dictamen de los auditores independientes	1 - 2
Estado de situación financiera	3
Estado de resultados integrales	4
Estado de cambios en el patrimonio	5
Estado de flujos de efectivo	6 - 7
Notas a los estados financieros	8 - 85

S/ = Sol
US\$ = Dólar estadounidense
EUR = Euro



DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y Directores de
Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.

20 de marzo de 2019

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de **Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.**, que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, y los estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas adjuntas de la 1 a la 32.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los estados financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board, y del control interno que la Gerencia concluye que es necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de errores materiales, ya sea por fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros sobre la base de nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aprobadas para su aplicación en Perú por la Junta de Decanos de Colegios de Contadores Públicos del Perú y de acuerdo con el Manual de Auditoría Financiera Gubernamental. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para tener una seguridad razonable de que los estados financieros estén libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros. Los procedimientos que se seleccionan dependen del juicio del auditor, los que incluyen la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan errores materiales, ya sea por fraude o error. Al efectuar esas evaluaciones del riesgo, el auditor considera el control interno de la entidad relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros con el propósito de definir procedimientos de auditoría apropiados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría también comprende la evaluación de si las políticas contables aplicadas son apropiadas y si las estimaciones contables de la gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Gaveglgio Aparicio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada.
Av. Santo Toribio 143, Piso 7, San Isidro, Lima, Perú, T: +51 (1) 211 6500 F: +51 (1) 211 6550
www.pwc.pe

Gaveglgio Aparicio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada es una firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL). Cada una de las firmas es una entidad legal separada e independiente que no actúa en nombre de PwCIL ni de cualquier otra firma miembro de la red. Inscrita en la Partida No. 11028527, Registro de Personas Jurídicas de Lima y Callao.



20 de marzo de 2019
Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada en ofrecer fundamento para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes indicados, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de **Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.** al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

CAVEGHIÓ APARICIO Y ASOCIADOS

Refrendado por

(socio)

Hernán Aparicio P.
Contador Público Colegiado Certificado
Matrícula No.01-020944

PETROLÉOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

ACTIVO	Nota	Al 31 de diciembre de		PASIVO Y PATRIMONIO	Nota	Al 31 de diciembre de	
		2018	2017			2018	2017
		US\$000	US\$000			US\$000	US\$000
Activo corriente				Pasivo corriente			
Efectivo y equivalente de efectivo	7	528,700	666,141	Otros pasivos financieros	13	1,673,112	1,319,200
Cuentas por cobrar comerciales	8	438,698	343,303	Cuentas por pagar comerciales	14	529,801	772,247
Otras cuentas por cobrar	9	1,455,757	661,227	Otras cuentas por pagar	15	105,092	115,189
Inventarios	10	590,537	643,611	Otras provisiones	16	34,662	59,611
Gastos contratados por anticipado		431	4,889	Total del pasivo corriente		2,342,667	2,266,247
Activos mantenidos para la venta		1,963	-				
Total del activo corriente		3,016,086	2,319,171	Pasivo no corriente			
Activo no corriente				Otros pasivos financieros	13	3,147,610	1,985,124
Otras cuentas por cobrar	9	241,751	215,168	Otras provisiones	16	7,067	14,461
Otros activos		-	67	Pasivos por impuestos diferidos	17	109,349	55,307
Propiedad, planta y equipo	11	3,978,456	3,291,409	Total del pasivo no corriente		3,264,026	2,054,892
Propiedades de inversión	12	74,156	79,430	Total del pasivo		5,606,693	4,321,139
Activos intangibles		33,554	33,498	Patrimonio			
Total del activo no corriente		4,327,917	3,619,572	Capital social	18	1,337,989	1,171,395
				Reserva legal		40,160	21,650
				Otras reservas de patrimonio		-	(154)
				Resultados acumulados		359,161	424,713
				Total del patrimonio		1,737,310	1,617,604
TOTAL ACTIVO		7,344,003	5,938,743	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		7,344,003	5,938,743

Las notas que se acompañan de la página 8 a la 85 forman parte de los estados financieros.

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

	Nota	Por el año terminado el	
		31 de diciembre de	
		2018	2017
		US\$000	US\$000
Ingresos de actividades ordinarias	19	4,884,006	3,979,292
Otros ingresos operacionales	20	81,064	72,282
Total ingresos		<u>4,965,070</u>	<u>4,051,574</u>
Costo de ventas	21	<u>(4,617,600)</u>	<u>(3,537,093)</u>
Ganancia bruta		<u>347,470</u>	<u>514,481</u>
Gastos de ventas y distribución	22	(77,409)	(70,206)
Gastos de administración	23	(156,225)	(178,984)
Otros ingresos	25	135,487	68,812
Otros gastos	25	<u>(33,480)</u>	<u>(35,548)</u>
Total gastos de operación		<u>(131,627)</u>	<u>(215,926)</u>
Ganancia por actividades de operación		<u>215,843</u>	<u>298,555</u>
Ingresos financieros	26	17,021	3,395
Gastos financieros	26	(48,928)	(51,844)
Diferencia de cambio neta	3.1.a.i	<u>(6,661)</u>	<u>(2,043)</u>
Resultado antes del impuesto a la ganancias		<u>177,275</u>	<u>248,063</u>
Gasto por impuesto a las ganancias	27	<u>(57,723)</u>	<u>(62,959)</u>
Resultado neto del ejercicio		<u>119,552</u>	<u>185,104</u>
Otros resultados integrales que podrían reclasificarse a resultados:			
Resultados de instrumentos derivados		154	219
Total resultados integrales		<u>119,706</u>	<u>185,323</u>
Ganancia básica y diluida por acción	29	<u>0.030</u>	<u>0.054</u>

Las notas que se acompañan de la página 8 a la 85 forman parte de los estados financieros.

PETROLÉOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018
Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 (Nota 18)

	Número de acciones	Capital social US\$000	Capital adicional US\$000	Reserva legal US\$000	Otras reservas de patrimonio US\$000	Resultados acumulados US\$000	Total patrimonio US\$000
Saldo al 1 de enero de 2017	2,465,047,935	733,645	110,241	16,189	(373)	256,222	1,115,924
Resultados integrales:							
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	185,104	185,104
Otros resultados integrales:							
Resultados de instrumentos derivados	-	-	-	-	219	-	219
Total resultados integrales	-	-	-	-	219	185,104	185,323
Transacciones con accionistas:							
Aporte de efectivo del accionista	-	-	316,357	-	-	-	316,357
Transferencia a capital adicional y reserva legal	-	-	11,152	5,461	-	(16,613)	-
Transferencia a capital social de aporte de efectivo	1,056,000,000	316,357	(316,357)	-	-	-	-
Transferencia a capital social de capital adicional	406,665,360	121,393	(121,393)	-	-	-	-
Total transacciones con accionistas	1,462,665,360	437,750	(110,241)	5,461	-	(16,613)	316,357
Saldo al 31 de diciembre de 2017	3,927,713,295	1,171,395	-	21,650	(154)	424,713	1,617,604
Saldo al 1 de enero de 2018	3,927,713,295	1,171,395	-	21,650	(154)	424,713	1,617,604
Resultados integrales:							
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	119,552	119,552
Otros resultados integrales:							
Resultados de instrumentos derivados	-	-	-	-	154	-	154
Total resultados integrales	-	-	-	-	154	119,552	119,706
Transacciones con accionistas:							
Transferencia a capital adicional y reserva legal	-	-	166,594	18,510	-	(185,104)	-
Transferencia a capital social	520,703,700	166,594	(166,594)	-	-	-	-
Total transacciones con accionistas	520,703,700	166,594	-	18,510	-	(185,104)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	4,448,416,995	1,337,989	-	40,160	-	359,161	1,737,310

Las notas que se acompañan de la página 8 a la 85 forman parte de los estados financieros.

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

	Nota	Por el año terminado el	
		31 de diciembre de	
		2018	2017
		US\$000	US\$000
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN			
Efectivo neto (aplicado a) provisto por actividades de operación		(2,298)	307,529
Pago de intereses		(23,665)	(34,812)
Pago de impuesto a las ganancias		(108,439)	(107,700)
Efectivo neto (aplicado a) provisto por actividades de operación		<u>(134,402)</u>	<u>165,017</u>
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Devolución anticipada de impuesto general a las ventas relacionado a actividades de inversión	9	44,002	-
Impuesto general a las ventas relacionado a actividades de inversión		(71,353)	(149,151)
Pago por compra de propiedades, planta y equipo		(604,140)	(717,304)
Intereses capitalizados pagados		(107,425)	(85,792)
Pago por compra de activos intangibles		(2,020)	(32)
Retiro de inversión de depósitos a plazo fijo		1,151,837	75,000
Inversión en depósitos a plazo fijo		(1,912,462)	(351,240)
Efectivo neto aplicado en actividades de inversión		<u>(1,501,561)</u>	<u>(1,228,519)</u>
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO			
Préstamos recibidos de instituciones financieras	13-c	4,452,234	3,968,753
Bonos recibidos	13-c	-	2,000,000
Préstamos CESCE	13-c	1,236,717	-
Pago de costos transaccionales	13-c	(74,695)	(14,876)
Pago de préstamos a instituciones financieras	13-c	(4,113,312)	(4,617,520)
Aporte en efectivo del accionista	18	-	316,357
Efectivo neto provisto por actividades de financiamiento		<u>1,500,944</u>	<u>1,652,714</u>
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalente de efectivo		(135,019)	589,212
Efecto de variación de tipo de cambio en el efectivo		(2,422)	2,924
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	7	666,141	74,005
Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo		<u>528,700</u>	<u>666,141</u>
TRANSACCIONES DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO E INVERSIÓN QUE NO GENERARON FLUJOS DE EFECTIVO			
- Intereses devengados no pagados	13	22,219	7,229
- Obras en curso por pagar		79,730	80,000
- Capitalización de utilidades	18	166,594	121,393

Las notas que se acompañan de la página 8 a la 85 forman parte de los estados financieros.

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

	Nota	Al 31 de diciembre de	
		2018	2017
		US\$000	US\$000
Resultado neto del ejercicio		119,552	185,104
Ajustes para conciliar el resultado neto del ejercicio con el efectivo proveniente de las actividades de operación:			
Estimación de deterioro de cuentas por cobrar comerciales	8	382	126
Estimación de deterioro de otras cuentas por cobrar	9	553	3,218
Estimación de desvalorización de existencias	10	591	8
Provisión de pensiones de jubilación	16	33	32
Provisión para contingencias	16	24,665	6,241
Provisión taponamiento y remediación ambiental	16	10,806	34,953
Depreciación	11-12	48,379	47,241
Amortización		2,173	2,400
Impuesto a las ganancias diferidos	17	54,042	(22,728)
Reversión/provisión deterioro de activo fijo	11	(11,536)	(31,790)
Retiro inmueble, maquinaria y equipo	25	102	1,802
Otros ajustes		(826)	-
Deterioro de inversión		67	-
Efecto ajuste diferencia tipo de cambio no realizable		2,422	(2,924)
		<u>251,405</u>	<u>223,683</u>
Variaciones netas en activos y pasivos operativos:			
Cuentas por cobrar comerciales		(95,777)	(27,179)
Otras cuentas por cobrar		(33,690)	(44,069)
Inventarios		52,483	(47,915)
Gastos contratados por anticipado		4,458	(480)
Cuentas por pagar comerciales		(251,345)	204,793
Otras cuentas por pagar		(61,936)	(143,816)
Efectivo neto (aplicado a) provisto por actividades de operación		<u>(134,402)</u>	<u>165,017</u>

Las notas que se acompañan de la página 8 a la 85 forman parte de los estados financieros.

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2017

1 IDENTIFICACION Y ACTIVIDAD ECONÓMICA

a) Identificación -

Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (en adelante, PETROPERÚ S.A. o la Compañía), se constituyó el 24 de julio de 1969 al amparo del Decreto Ley N° 17753.

La Compañía es una empresa estatal de derecho privado que desarrolla sus actividades en el sector energía y minas, sub sector hidrocarburos. La Compañía está organizada y funciona como una sociedad anónima de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N°043, Ley de la Empresa Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. publicada el 4 de marzo de 1981 y sus modificatorias, que establecen que el Estado Peruano es propietario de todas las acciones representativas del capital social de la Compañía y el artículo 12° del Reglamento de la Ley N°28840 dispone que cada integrante de la Junta General de Accionistas, representará el número de acciones del capital social de PETROPERÚ S.A. que resulte de dividir el total de las acciones entre el número de miembros designados en representación del Estado Peruano.

La Compañía se encuentra registrada en la Superintendencia de Mercados de Valores (SMV).

Las oficinas principales de PETROPERÚ S.A. se ubican en Av. Enrique Canaval y Moreyra N°150, San Isidro, Lima, Perú.

Por disposición de la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. se excluyó expresamente a PETROPERÚ S.A. del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE y del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP. Además, mediante la Segunda Disposición Final de la Ley N°28840 se derogó la Resolución Suprema N°290-92-PCM, que incluía a la Compañía en el proceso de promoción de la inversión privada, así como toda disposición que se opusiera a la Ley N°28840.

La Compañía se rige por su Ley Orgánica aprobada por el Decreto Legislativo N°043, su Estatuto Social, la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N°012-2013-EM, el 27 de abril de 2013) y supletoriamente por la Ley General de Sociedades, estando sujeta únicamente a la fiscalización de la Contraloría General de la República (CGR), de la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT) y del regulador del sector hidrocarburos.

Asimismo, de conformidad con lo señalado en la Tercera Disposición Final del Decreto Legislativo N°1031, que promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado de fecha 23 de junio de 2008, le son aplicables el numeral 9.3 del artículo 9° y el artículo 12° de dicho Decreto Legislativo N°1031. En el primer caso, los estados financieros son auditados anualmente por auditores externos independientes designados por la Junta General de Accionistas y en el segundo caso, por acuerdo de Junta General de Accionistas se determinará el nivel mínimo de inscripción de su capital social en el Registro Público del Mercado de Valores, sujetándose a las disposiciones emitidas por la SMV.

También le aplican las disposiciones de la Ley N° 30130 publicada el 18 de diciembre de 2013, que se denominó "Ley que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución de la modernización de la Refinería de Talara para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública y adopta medidas para fortalecer el Gobierno Corporativo de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A." que impulsa el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (en adelante,

PMRT), así como de su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N°008-2014-EM, publicado el 24 de marzo de 2014. De acuerdo con el artículo 5 "Aprobación de otorgamiento de garantías" de la Ley N° 30130 se aprueba el otorgamiento de garantías por parte del Gobierno Nacional hasta por un monto de US\$200 millones anuales, hasta por un total acumulado de US\$1,000 millones en respaldo de las obligaciones financieras derivadas de los financiamientos que contrate PETROPERÚ S.A. para ejecutar el PMRT, en caso la Compañía no alcance los flujos financieros para asumir dichas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, no se ha requerido el uso de dichas garantías.

Adicionalmente, con fecha 30 de diciembre de 2016, se publicó el Decreto Legislativo N°1292 que declaró de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Norperuano y dispone la reorganización y mejora del gobierno corporativo de PETROPERÚ S.A.

b) Actividad económica -

A través de la Ley N°28244 del 2 de junio de 2004, se autorizó a PETROPERÚ S.A. a negociar contratos con PERUPETRO S.A. en exploración y/o explotación y de operaciones o servicios petroleros conforme a ley.

La Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S.A. establece que la Compañía actuará con autonomía económica, financiera y administrativa y con arreglo a los objetivos anuales y quinquenales que apruebe el Ministerio de Energía y Minas de Perú. Los actos y los contratos que suscriba en el cumplimiento de su fin social se sujetarán a lo que establecen: i) el Decreto Legislativo N° 043 y sus modificaciones, ii) su Estatuto Social, iii) sus reglamentos internos, iv) los acuerdos de su Directorio, v) las Normas del Sistema Nacional de Control y vi) la normatividad específica para PETROPERÚ S.A.

Las operaciones de comercio exterior que realiza la Compañía se rigen por los usos y costumbres del comercio internacional generalmente aceptados y por las normas de Derecho Internacional y de la industria de hidrocarburos y de energía, generalmente aceptadas.

Como parte de su objeto social la Compañía lleva a cabo actividades previstas en la Ley N°26221, Ley Orgánica que norma la actividad de Hidrocarburos en el Territorio Nacional. Estas actividades comprenden todas las fases de la industria y comercio del petróleo, sus derivados, petroquímica básica y otras formas de energía. Sus actividades en la industria de los hidrocarburos incluyen la exploración y la explotación, refinación, comercialización y transporte de petróleo y de sus derivados, productos de petroquímica básica e intermedia y otras formas de energía.

Mediante Ley N° 29970 - Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País, se dispone la participación de PETROPERÚ S.A., de manera individual o asociada en el desarrollo del polo petroquímico a que se refiere dicha Ley.

La Ley N° 30130 autoriza a PETROPERÚ S.A. a la venta o emisión de acciones para que sean colocadas en el Mercado de Valores. En este proceso el Estado podrá incorporar una participación privada de hasta el 49% de su capital social en circulación. Asimismo, se establece que PETROPERÚ S.A. puede realizar actividades y proyectos de inversión, siempre y cuando no generen a la Compañía pasivos firmes o contingentes, presentes o futuros, no afecten las garantías del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (PMRT) y no demanden recursos al Tesoro Público, lo cual no limita aquellos proyectos que permitan mantener la operatividad de la Compañía a la entrada en vigencia de la ley. Estas restricciones cesarán cuando PETROPERÚ S.A. genere los flujos suficientes para garantizar el pago del endeudamiento a ser contraído para las inversiones vinculadas al PMRT y se haya incorporado una participación privada de al menos 40% en su capital social en circulación.

Mediante Decreto Supremo N°031-2016-MEM del 1 de diciembre de 2016, se aprobó la cesión de posición contractual en el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 64, por parte de PETROPERÚ S.A. a favor de GEOPARK PERÚ S.A.C., siendo este último designado como operador del referido contrato. Asimismo, el 2 de diciembre de 2016 se firmó la Escritura Pública de la referida cesión.

El Decreto Legislativo N°1292, publicado el 30 de diciembre de 2016, declaró de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Norperuano, disponiendo la reorganización de la Compañía y la mejora de su gobierno corporativo otorgando para ello un plazo de 720 días calendarios contados desde la fecha de publicación de dicho Decreto Legislativo, para la elaboración de un plan que regule, entre otros, la modificación, celebración de contratos y contratación de servicios relacionados con las unidades de negocio de la Compañía; la participación de PETROPERÚ S.A. en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos; la posibilidad de la Compañía de participar de acciones de responsabilidad social bajo el mecanismo de obras por impuestos; la aplicación del aumento de capital a que se refiere el numeral 8.1 del artículo 8° de la Ley N°29970 para la ejecución del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara y, la modificación del artículo 4° y la Disposición Complementaria de la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. para implementar el Decreto Legislativo N°1292” aprobado por el Directorio.

El Decreto Legislativo N° 1292 dispuso que una vez concluida la reorganización y modernización a que se refiere el numeral 3.1 del artículo 3° de la misma, PETROPERÚ S.A. ingresaría al ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE. Sin embargo, con fecha 28 de noviembre de 2018 se publicó la Ley N°30873 que derogó parcialmente el referido Decreto Legislativo eliminando la obligación de PETROPERÚ S.A. de ingresar al ámbito del FONAFE.

El referido Decreto Legislativo N°1292, adicionalmente, ha encargado al Ministerio de Energía y Minas que, a propuesta del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, apruebe un esquema de regulación tarifaria para la “Concesión Definitiva para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte” a ser aplicado cuando las partes (concesionario y usuario) no se pongan de acuerdo en un plazo de 60 días.

c) Marco normativo de los precios de venta de la Compañía -

El artículo 77° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y sus productos derivados se rigen por la oferta y la demanda.

La política de precios de los combustibles de PETROPERÚ S.A. aprobada por su Directorio establece lo siguiente:

- Los precios de los combustibles líquidos y especialidades se determinan de acuerdo a su oferta y demanda, en cumplimiento de lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos.
- Los precios de lista de los combustibles líquidos y especialidades serán aprobados por el Comité Ejecutivo de Precios presidido por el Gerente General y conformado por el Gerente Corporativo Finanzas, Gerente Cadena de Suministro, Gerente de Refinación y Gerente Comercial o quienes asuman sus funciones.
- La metodología empleada para la determinación de los precios de los combustibles líquidos y especialidades que PETROPERÚ S.A. comercializa en el mercado local tendrá como base el costo de oportunidad y es aprobada por el Comité Ejecutivos de Precios.
- Los precios de lista de PETROPERÚ S.A. deberán ser competitivos respecto a otros agentes económicos - productores e importadores - en las Plantas de Venta del país en las que se tenga operación comercial, siempre que exista beneficio comercial.

- En el caso de eventos o acontecimientos del mercado internacional que impacten significativamente a los precios de los combustibles en el mercado local y que esto a su vez, afecte negativamente la situación económica y/o reputacional de la Compañía, el Comité Ejecutivo de Precios podrá decidir trasladarlos gradualmente a los clientes o dejar sin efecto las variaciones presentadas en forma coyuntural hasta que se estabilice el mercado local o internacional.
- Fondo para la Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo (en adelante, Fondo de Estabilización de Precios).

El Fondo de Estabilización de Precios fue creado por el Gobierno Peruano por Decreto de Urgencia N° 010-2004, normas reglamentarias y modificatorias. Por esta norma el Estado Peruano constituye un fondo contingente para evitar que la volatilidad de los precios de los hidrocarburos se traslade a los consumidores finales; no obstante, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) compensará a la Compañía por los diferenciales no transferidos a los clientes.

De acuerdo con estas normas, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas establece una banda de precios para cada producto combustible que se comercializa en el país. El artículo 6° del Decreto Supremo N°133-2010-EF (de fecha 23 de junio de 2010) establece que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN actualizará y publicará cada dos meses, en el diario Oficial el Peruano, las bandas de cada uno de los productos el último jueves del segundo mes, contado a partir del día de la vigencia de la última actualización.

Semanalmente, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN publica para cada producto combustible comercializado en el país un precio referencial denominado Precio de Paridad de Importación (PPI). Cuando el PPI es mayor al límite superior de la banda, la diferencia constituye el Factor de Compensación y cuando el PPI es menor al límite inferior de la banda, la diferencia constituye el Factor de Aportación. Ver política contable en la Nota 2.23-b.

En 2018 y 2017 el Fondo de Estabilización de Precios aplicó a los siguientes combustibles: GLP-E, Diesel B5, Diesel B5 S-50 y petróleo industrial 6. Dicho fondo representó el 0.8% de los ingresos de la Compañía (0.6% de los ingresos en 2017).

d) Aprobación de los estados financieros -

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 han sido emitidos con la autorización de la Gerencia General el 20 de marzo de 2019 y serán presentados al Directorio para la aprobación de su emisión y luego puestos a consideración de la Junta General de Accionistas, para su aprobación definitiva. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 fueron aprobados por la Junta General de Accionistas de fecha 27 de junio de 2018.

2 BASES DE PREPARACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estos principios y prácticas han sido aplicados uniformemente en todos los periodos presentados, a menos que se indique lo contrario.

2.1 Bases de preparación y presentación -

i) Cumplimiento de las NIIF -

Los estados financieros de la Compañía han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante, IASB), vigentes a la fecha de los estados financieros.

La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad del Directorio de la Compañía, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF emitidas por el IASB.

ii) Bases de medición -

Los presentes estados financieros han sido preparados con base en el costo histórico a excepción de los instrumentos financieros derivados que se presentan a su valor razonable. Los estados financieros se presentan en miles de Dólares estadounidenses, excepto cuando se indique una expresión monetaria distinta.

La preparación de los estados financieros de acuerdo con NIIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la Gerencia de la Compañía ejerza su juicio en el proceso de aplicación de sus políticas contables. Las partidas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o partidas en las que los supuestos y estimados son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 4.

iii) Nuevas normas e interpretaciones vigentes desde el 1 de enero de 2018 adoptadas por la Compañía -

La NIIF 9, "Instrumentos Financieros" y la NIIF 15, "Ingresos provenientes de contratos con clientes" han entrado en vigencia desde el 1 de enero de 2018 y han sido aplicadas por la Compañía desde dicha fecha. A continuación, una explicación del impacto generado por estas nuevas normas.

- NIIF 9, "Instrumentos financieros" -

La NIIF 9 reemplaza a la NIC 39 y plantea cambios sustancialmente en tres aspectos: clasificación y medición de instrumentos financieros, deterioro de activos financieros y contabilidad de cobertura. El nuevo modelo de contabilidad de cobertura pretende alinear en mayor medida el tratamiento contable con las actividades de gestión de riesgos financieros de una entidad, los cuales se resumen a continuación:

La Compañía ha aplicado la NIIF 9 desde el 1 de enero de 2018 y ha optado por no reestructurar los estados financieros del período comparativo que inicia el 1 de enero de 2017, por no existir a dicha fecha saldos por provisionar adicionales que representen un importe material para los estados financieros.

Como resultado del análisis de sus transacciones, la Compañía ha concluido que la NIIF 9 no tiene un impacto relevante en su posición financiera, sus resultados o en sus actividades de gestión de riesgos. En efecto, la aplicación de la NIIF 9 se resume para la Compañía así:

Clasificación y medición -

La NIIF 9 ha cambiado las categorías para la clasificación de activos financieros, eliminando las categorías mantenidas hasta el vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar y disponibles para la venta. Los activos financieros de la Compañía se clasificarán en una de las siguientes categorías: medidos al costo amortizado, medidos a valor razonable a través de otros resultados integrales (VRORI) o, medidos a valor razonable con cambios en resultados (VRER). La clasificación de los activos financieros conforme a la NIIF 9 generalmente se basa en el modelo comercial en el que se administra un activo financiero y sus características contractuales de flujo de efectivo.

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía mantiene principalmente activos clasificados al costo amortizado y además instrumentos financieros derivados por importes menores medidos a VRER, lo cual no ha significado cambios de fondo respecto a la política contable previa a la adopción.

Deterioro -

La NIIF 9 reemplazó el modelo de pérdidas incurridas bajo la NIC 39 y requiere que el deterioro de los activos financieros se determine utilizando un modelo de pérdida de crédito esperada. El nuevo modelo de deterioro se aplica a los activos financieros a costo amortizado, incluidas las cuentas por cobrar comerciales.

El impacto más significativo para la Compañía está relacionado con el deterioro de las cuentas por cobrar, que se miden al costo amortizado. La Compañía eligió aplicar el enfoque simplificado establecido en la NIIF 9 y determinó pérdidas por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales en base a las pérdidas esperadas durante el tiempo de vida y el uso de una matriz de provisión de pérdidas, las cuales se consideran inmateriales. Para el caso de las otras cuentas por cobrar, la Compañía eligió aplicar el enfoque general y determinó que no tienen impacto significativos por pérdidas esperadas, puesto que las contrapartes no tienen riesgos significativos que puedan generar impagos.

Contabilidad de coberturas -

Una transacción de cobertura es cuando una entidad realiza una transacción con una contraparte con la intención de reducir o eliminar su exposición ante un riesgo particular o ante la variabilidad de sus flujos de efectivo. La contabilidad de cobertura no cambia los rendimientos/ganancias globales de la entidad a través del tiempo; solo afecta la oportunidad y la presentación de estas ganancias y pérdidas. Al aplicar la contabilidad de cobertura las ganancias y pérdidas sobre la partida cubierta y el instrumento de cobertura se reconocen en ganancias o pérdidas en el mismo período contable. La Compañía no ha identificado impacto por los requerimientos de la NIIF 9 pues no se encuentra aplicando contabilidad de coberturas a sus instrumentos financieros derivados.

- NIIF 15, "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes" -

El principio fundamental de la NIIF 15, 'Ingresos provenientes de contratos con clientes' (NIIF 15) es que una entidad debe reconocer ingresos cuando transfiere el control de los bienes o servicios a sus clientes, a un valor que refleje el precio que la entidad espera tener derecho a cobrar, en contraprestación a la transferencia de dichos bienes o servicios. La nueva norma también amplía los requisitos de revelación y provee guías de transacciones que no fueron previamente cubiertas, así como para tratar contratos con múltiples elementos.

La Compañía ha aplicado la NIIF 15 desde el 1 de enero de 2018, usando el método de transición retroactivo modificado. Bajo este enfoque, el efecto acumulado de la aplicación inicial de la NIIF 15 se debe reconocer como un ajuste al balance de apertura al 1 de enero de 2018 y no se deben reformular los estados financieros de los años comparativos. Como resultado de la aplicación de NIIF 15 no se identificó la necesidad de efectuar ajustes a las cifras de los estados financieros al 1 de enero de 2018.

La Compañía ha evaluado los cambios introducidos por la NIIF 15 y la naturaleza y los efectos de los principales cambios en las políticas contables, los cuales se resumen a continuación:

Identificación de las obligaciones de desempeño y el tiempo de cumplimiento de las obligaciones de desempeño. -

La Compañía ha identificado como su principal obligación de desempeño la venta de productos refinados o derivados del crudo a sus clientes. No obstante, se identificaron otras obligaciones de desempeño, las cuales la Gerencia ha separado de la obligación principal, como la bonificación por transferencia gratuita, entrega de bienes en comodato y otros servicios relacionados a la actividad principal, las cuales se encuentran presentadas en 'Ingresos de actividades ordinarias' (Nota 19) por US\$6,107 miles y US\$4,740 miles, en los años 2018 y 2017, respectivamente.

Este cambio de concepto contable, no ha generado impacto en el patrimonio de la Compañía al 1 de enero de 2018 por no existir servicios pendientes de satisfacer a dichas fechas que representen un importe material para los estados financieros.

Asimismo, la Gerencia no ha identificado obligaciones de desempeño adicionales que requieran separarse en las ventas al exterior (Nota 19), ni en Otros ingresos operacionales (Nota 20).

La Compañía ha llegado a la conclusión que el impacto de la NIIF 15 en los ingresos procedentes de actividades ordinarias sólo impacta la presentación de ciertas obligaciones de desempeño, las cuales no considera significativas.

Determinar el precio de la transacción y los montos asignados a las obligaciones de desempeño -

Para determinar el precio de la transacción y los montos asignados a las obligaciones de desempeño, la Compañía ha considerado los términos del contrato y sus prácticas comerciales habituales. El precio de la transacción es la cantidad de contraprestación a la que la Compañía espera tener derecho a cambio de transferir los bienes o servicios prometidos a sus clientes. El precio de transacción se asigna a cada obligación de desempeño sobre la base de un precio de venta independiente relativo incluyendo la contraprestación variable.

La Compañía ha llegado a la conclusión que el impacto de la NIIF 15 con respecto al precio de la transacción y los montos asignados a las obligaciones de desempeño sólo afectará la presentación de los estados financieros de la Compañía en los periodos presentados y en adelante. Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017 se ha identificado ingresos relacionados con actividades ordinarias por US\$6,107 miles y US\$4,740 miles, respectivamente, los mismos que se presentan por separado en 'Ingreso de actividades ordinarias' (Ver Nota 19).

Adicionalmente, producto de la evaluación de los contratos y las obligaciones de desempeño identificadas, la Compañía ha identificado que ciertos gastos que se presentaban como gastos de venta y distribución por US\$74,766 miles al 31 de diciembre de 2017, que deben ser presentados como costo de ventas del estado de resultados integrales, en el contexto de la NIIF 15; puesto que corresponden a gastos necesarios para llevar los bienes vendidos a los clientes.

La presentación del estado de resultados integrales del año 2017 se ha modificado por la reclasificación de los gastos antes mencionados para ser consistentes con la NIIF 15:

	Al 31 de diciembre de 2017 US\$000 (Previamente reportado)	Reclasificación US\$000	Al 31 de diciembre de 2017 US\$000 (Revisado)
Ingreso de actividades ordinarias	3,979,292	-	3,979,292
Otros ingresos operacionales	<u>72,282</u>	<u>-</u>	<u>72,282</u>
Total ingresos	<u>4,051,574</u>	<u>-</u>	<u>4,051,574</u>
Costo de ventas	<u>(3,462,327)</u>	<u>(74,766)</u>	<u>(3,537,093)</u>
Ganancia bruta	<u>589,247</u>	<u>(74,766)</u>	<u>514,481</u>
Gasto de venta y distribución (a)	<u>(144,972)</u>	<u>74,766</u>	<u>(70,206)</u>
Gasto de administración	<u>(178,984)</u>	<u>-</u>	<u>(178,984)</u>
Otros ingresos	<u>68,812</u>	<u>-</u>	<u>68,812</u>
Otros gastos	<u>(35,548)</u>	<u>-</u>	<u>(35,548)</u>
Ganancia operativa	<u>298,555</u>	<u>-</u>	<u>298,555</u>
Ingresos financieros	<u>3,395</u>	<u>-</u>	<u>3,395</u>
Gastos financieros	<u>(51,844)</u>	<u>-</u>	<u>(51,844)</u>
Diferencia de cambio, neto	<u>(2,043)</u>	<u>-</u>	<u>(2,043)</u>
Resultado antes de impuesto	<u>248,063</u>	<u>-</u>	<u>248,063</u>
Impuesto a las ganancias	<u>(62,959)</u>	<u>-</u>	<u>(62,959)</u>
Resultado después de impuesto	<u>185,104</u>	<u>-</u>	<u>185,104</u>

La Compañía ha reclasificado las cuentas por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de otras cuentas por cobrar a cuentas por cobrar comerciales, puesto que los ingresos provienen de la obligación de desempeño de venta de productos refinados y derivados del petróleo a nivel nacional y considera más apropiada la presentación al ser de origen comercial.

	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u> US\$000 (Previamente reportado)	<u>Reclasificación</u> US\$000	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u> US\$000 (Revisado)
ACTIVO			
Activo corriente			
Cuentas por cobrar comerciales	293,177	50,126	343,303
Otras cuentas por cobrar	711,353	(50,126)	661,227
Otros activos corrientes	<u>1,314,641</u>	<u>-</u>	<u>1,314,641</u>
Total del activo corriente	<u>2,319,171</u>	<u>-</u>	<u>2,319,171</u>
Total del activo no corriente	<u>3,619,572</u>	<u>-</u>	<u>3,619,572</u>
Total activo	<u>5,938,743</u>	<u>-</u>	<u>5,938,743</u>

Asimismo, desde el 1 de enero de 2018 han entrado en vigencia las modificaciones a normas e interpretaciones listadas a continuación:

- Modificaciones a la NIIF 2, Clasificación y Medición de Transacciones de Pagos basados en Acciones
- Mejoras anuales ciclo 2014 - 2016
- Modificaciones a la NIC 40, Transferencias a Inversiones Inmobiliarias
- CINIIF 22, 'Transacciones en moneda extranjera y anticipos en efectivo'

Las otras modificaciones a normas e interpretaciones listadas previamente, no han tenido impacto sobre los estados financieros de la Compañía de años previos, ni del año corriente; asimismo, no se espera tengan un impacto relevante en los estados financieros de años futuros.

- iv) Nuevas normas, modificaciones a normas e interpretaciones que estarán vigentes para los estados financieros de períodos anuales que se inicien el o después del 1 de enero de 2019 y que no han sido adoptadas anticipadamente -

Se han publicado ciertas normas, modificaciones a normas e interpretaciones que son de aplicación obligatoria para el año terminado el 31 de diciembre de 2019 y no han sido adoptadas de forma anticipada por la Compañía. La evaluación de la Compañía sobre el impacto que estas normas e interpretaciones tendrán sobre los estados financieros se explican seguidamente:

- NIIF 16, "Arrendamientos" -

La NIIF 16 afectará principalmente a la contabilidad de los arrendatarios y resultará en el reconocimiento de casi todos los arrendamientos en el balance general. La norma elimina la diferencia actual entre los arrendamientos operativos y financieros y requiere el reconocimiento de un activo (el derecho a utilizar el bien arrendado) y un pasivo financiero para pagar los alquileres de prácticamente todos los contratos de arrendamiento. Existe una excepción opcional para los arrendamientos de corto plazo y de bajo valor.

El estado de resultados también se verá afectado, porque el gasto total suele ser más alto en los primeros años de un arrendamiento y menor en años posteriores. Además, se reemplazará los gastos operativos por intereses y depreciación, por lo que las métricas clave como el EBITDA cambiarán.

Los flujos de efectivo operativos serán mayores, ya que los pagos en efectivo para la porción principal del pasivo por arrendamiento se clasifican dentro de las actividades de financiamiento. Solo la parte de los pagos que refleja el interés puede seguir presentándose como flujos de efectivo operativos.

La contabilidad de los arrendadores no cambiará de manera significativa.

La NIIF 16 es efectiva a partir de periodos que inicien a partir del 1 de enero de 2019. El arrendatario puede optar por aplicar la norma utilizando un enfoque retroactivo integral o modificado, en este último caso, la norma permite ciertas aplicaciones prácticas para la transición.

La Compañía estima que al 1 de enero de 2019 se produciría un incremento en sus pasivos menor al 1% como resultado de reconocer pasivos por arrendamiento provenientes de arrendamientos operativos que bajo las actuales reglas contables se reconocen como gasto operativo a lo largo del plazo del contrato (ver Nota 30). Asimismo, un incremento de su activo no corriente menor al 1% como resultado de reconocer el derecho de uso que establece la NIIF 16. El reconocimiento de estas nuevas partidas de pasivo y activo dará lugar a una disminución menor al 1% de los resultados acumulados a dicha fecha.

Esta variación en los indicadores financieros no impactaría en el cumplimiento de los compromisos contractuales (covenants) que actualmente tiene la Compañía.

Para la transición a la NIIF 16, la Compañía prevé aplicar el método retrospectivo modificado.

Como resultado de la aplicación de los nuevos conceptos que plantea la NIIF 16, la Compañía espera efectuar ciertos cambios a sus procesos actuales sustancialmente en la gestión de contratos.

- CINIIF 23, "La Incertidumbre sobre los Tratamientos de Impuesto a las Ganancias" -

La CINIIF 23 aclara los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 "Impuesto a la renta", en los casos en que exista incertidumbre sobre alguna posición tributaria asumida por la entidad en la determinación del impuesto a la renta. De forma previa, el comité de interpretaciones había aclarado que la contabilización de posiciones tributarias inciertas asociadas con el impuesto a la renta se deben tratar bajo la NIC 12 y no bajo la NIC 37 'Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes'.

La CINIIF 23 establece la forma de reconocimiento y medición de los activos y pasivos por impuestos diferidos y corrientes en los casos en que una entidad tenga posiciones tributarias inciertas asociadas con el impuesto a la renta. Una posición tributaria incierta es cualquier tratamiento impositivo aplicado por una entidad respecto al cual existe incertidumbre sobre si éste será aceptado por la autoridad tributaria. La CINIIF 23 cubre todos los aspectos que pueden ser afectados por la existencia de posiciones tributarias inciertas, esto es, pudiera afectar la determinación de la utilidad o pérdida tributaria, la base tributaria de activos y pasivos, créditos tributarios o las tasas de impuesto usadas.

La CINIIF 23 es efectiva a partir de periodos iniciados el 1 de enero de 2019. La Compañía evaluará el impacto de esta interpretación en 2019.

- v) Otras modificaciones efectivas para años futuros que no son de relevancia para las actividades de la Compañía -
 - NIIF 17, "Contratos de seguros".
 - Modificaciones a la NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos"
 - Modificación a la NIIF 9, "Instrumentos financieros" para instrumentos que dan la posibilidad de pago anticipado con compensación negativa

- Mejoras anuales a las NIIF, Ciclo 2015 - 2017 - modificaciones a NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23.
- Modificaciones a la NIC 19, Cambios, reducciones y liquidaciones de planes -
- Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 - Venta o contribución de activos entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.
- Modificación a la NIIF 3 - Definición de negocio.

No se espera que otras NIIF o interpretaciones CINIIF que aún no están vigentes puedan tener un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

2.2 Traducción de moneda extranjera -

a) Moneda funcional y moneda de presentación -

Las partidas que se incluyen en los estados financieros se miden en la moneda del ambiente económico primario donde opera la Compañía (su moneda funcional). Los estados financieros se presentan en dólares estadounidenses que corresponde a la moneda funcional y la moneda de presentación de la Compañía a partir del 1 de enero de 2017.

b) Transacciones y saldos -

Las transacciones en moneda extranjera (diferentes del dólar estadounidense) se traducen a la moneda funcional usando el tipo de cambio vigente a la fecha de las transacciones.

Las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten del cobro y/o pago de tales transacciones y de la traducción a los tipos de cambio al cierre del periodo de activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se reconocen en el estado de resultados integrales.

2.3 Empresa en marcha -

Los estados financieros han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que la Compañía continuará sus operaciones en el futuro previsible de manera normal.

Esta hipótesis supone que la Compañía podrá cumplir con los plazos de pago obligatorios de las obligaciones financieras según se revela en la Nota 13.

La Compañía ha generado una utilidad de US\$119,552 miles en el año 2018. Al 31 de diciembre de 2018, los activos corrientes exceden los pasivos corrientes en US\$673,419 miles, lo cual se debe principalmente a los fondos de liquidez y depósitos a plazos por US\$3,050 miles y US\$1,417,887 miles, respectivamente. Los depósitos a plazo fueron aperturados con el efectivo recibido producto de: (i) la colocación de Bonos por US\$2,000,000 miles en el año 2017 y; (ii) el reembolso por los gastos EPC - Técnicas Reunidas del Financiamiento con Garantía de la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (en adelante, préstamo CESCE) por US\$1,236,717 miles en el año 2018; atenuado por obligaciones relacionadas a la ejecución del PMRT por US\$324,578 miles (US\$334,000 miles a diciembre de 2017).

La Gerencia reconoce que permanece la incertidumbre respecto a los precios del crudo, sin embargo; la caída del precio del petróleo no afecta significativamente a los resultados del negocio, debido a que la Compañía obtiene su utilidad con base en el margen neto de refinación. Asimismo, los productos refinados tienen en el corto plazo un precio relativamente independiente del precio del petróleo, ya que poseen su propia dinámica; no obstante, en el largo plazo, el precio de los productos está influenciado por el precio del petróleo. U.S. Energy Information Administration (EIA) estima que la diferencia de precio entre Brent y WTI (aprox. 7 US\$/BI) refleja la competencia de los dos crudos en los mercados mundiales de exportación. Por lo tanto, hay dos componentes de la diferencia de precio, el costo de entregar crudo WTI desde su punto de fijación de precios en Cushing, a la costa estadounidense del Golfo, para su exportación y los costos adicionales de transporte que incurren las

exportaciones de petróleo crudo de EE.UU. hacia Asia en comparación con los costos entrega Brent desde el Mar del Norte a Asia. De acuerdo a las proyecciones preparadas por la Gerencia de acuerdo a la fuente de información PIRA ENERGY GROUP se estima que para los años entre 2019 y 2030, se tenga un crack spread (3:2:1) promedio de 18.10 US\$/BI, llegando a niveles de 20.2 US\$/BI durante los años 2031-2038. La recuperación del crack spread durante finales del 2019 (18.0 US\$/BI) refleja la recuperación de los precios del crudo, con un aumento proporcional de los precios de los productos refinados (Gasolina y Diesel).

2.4 Información por segmentos -

La información por segmentos es reportada de manera consistente con los informes internos provistos a la máxima autoridad encargada de la toma de decisiones operativas de la Compañía.

El Directorio de la Compañía ha designado a la Gerencia General como la máxima autoridad que evalúa la posición y desempeño financiero, toma las decisiones estratégicas y es el responsable de asignar los recursos a los segmentos operativos.

Para propósito de gestión, la Gerencia analiza el desempeño de PETROPERÚ S.A. sobre la base de tres segmentos operativos para efectos de la exposición de la información financiera (Nota 5).

La Gerencia evalúa el desarrollo del segmento de operación basado en la utilidad operativa. La Gerencia determina los activos del segmento como el total de activos atribuible a cada segmento y los pasivos como el total pasivo atribuible a cada segmento. Las políticas contables usadas para determinar la información por segmentos es la misma usada en la preparación de los estados financieros. Los precios de las operaciones entre segmentos se determinan sobre una base de mercado.

Los ingresos por área geográfica son determinados basados en la localidad del cliente. Todos los activos no corrientes de la Compañía están ubicados en Perú. En consecuencia, no se presenta ninguna otra información geográfica sobre activos no corrientes.

2.5 Activos financieros -

Clasificación -

A partir del 1 de enero de 2018, la Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

- Medidos a valor razonable (sea a través de resultados o de otros resultados integrales), y
- Medidos al costo amortizado.

La clasificación depende del modelo de negocio que la Compañía tiene para administrar sus activos financieros y de los términos contractuales que impactan los flujos de efectivo.

Para activos medidos a valor razonable, las ganancias y pérdidas se registrarán en resultados o en otros resultados integrales. Para inversiones en instrumentos de patrimonio que no son mantenidos para negociación, su medición dependerá de si la Compañía elige, de forma irrevocable, al momento de su reconocimiento inicial, reconocer estos instrumentos de patrimonio a valor razonable a través de otros resultados integrales.

La Compañía efectúa reclasificaciones de sus instrumentos de deuda, si su modelo de negocio de gestión de estos activos cambia.

Los activos financieros medidos al costo amortizado corresponden a las cuentas por cobrar comerciales y algunas partidas incluidas en otras cuentas por cobrar.

Reconocimiento y baja -

Las compras y ventas regulares de activos financieros se reconocen a la fecha de la negociación, fecha en la que la Compañía se compromete a comprar o vender el activo. Los activos financieros son dados de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de los activos expiran o se transfieren y la Compañía ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su propiedad.

Medición -

En su reconocimiento inicial, la Compañía mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de activos financieros que no se llevan a valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de activos financieros llevados al valor razonable a través de resultados se reconocen como gasto en resultados.

Activos financieros que incorporan derivados implícitos son evaluados de forma integral para efectos de determinar si sus flujos de caja solo representan pago de capital e intereses.

Para el caso de los activos financieros medidos al costo amortizado, corresponden a los activos que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales donde esos flujos de efectivo representan únicamente pagos de capital e intereses. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en los ingresos financieros utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las pérdidas por deterioro se presentan como una línea separada en el estado de resultados integrales.

Deterioro -

A partir del 1 de enero de 2018, la Compañía evalúa, con una perspectiva de futuro, las pérdidas crediticias esperadas asociadas con instrumentos de deuda medidos a costo amortizado y a VRORI. La metodología aplicada para determinar el deterioro depende de si el riesgo de crédito de un activo ha experimentado un aumento significativo.

Para cuentas por cobrar comerciales, la Compañía aplica el enfoque simplificado permitido por la NIIF 9, el cual requiere estimar la pérdida crediticia de la cuenta por la duración total del instrumento y reconocerla desde su registro inicial (ver Nota 3.1-b de Administración de Riesgos Financieros para mayores detalles).

Política contable aplicada hasta el 31 de diciembre de 2017 -

La Compañía ha aplicado NIIF 9 de forma retrospectiva desde el 1 de enero de 2018, optando por no reformular la información de los períodos comparativos. En consecuencia, la información comparativa presentada sigue las políticas previas de la Compañía que se resumen a continuación.

Clasificación

Hasta el 31 de diciembre de 2017, la Compañía clasificó sus activos financieros en las siguientes categorías: (i) activos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas, (ii) activos financieros mantenidos hasta el vencimiento, (iii) préstamos y cuentas por cobrar y (iv) activos financieros disponibles para la venta. La clasificación dependía del propósito para el cual se adquirieron los activos financieros. La Gerencia determinó la clasificación de sus activos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial y reevalúa esta clasificación a la fecha de cada cierre de estados financieros.

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía solo mantuvo activos financieros en las categorías de (i) efectivo y equivalente de efectivo, (ii) cuentas por cobrar comerciales y (iii) algunas partidas incluidas en otras cuentas por cobrar.

Medición posterior

La medición en el reconocimiento inicial no cambió por la adopción de la NIIF 9, es decir, todos los activos financieros se reconocían a su valor razonable en su reconocimiento inicial.

Subsecuentemente, los préstamos y cuentas por cobrar se medían al costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo.

Deterioro

La Compañía evaluaba al final de cada periodo si existía evidencia objetiva de deterioro de un activo financiero o grupo de activos financieros. Si existía deterioro de un activo financiero o grupo de activos financieros, la pérdida por deterioro se reconocía solo si hubiera habido evidencia objetiva de deterioro como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial del activo (un "evento de pérdida") y ese evento de pérdida (o eventos) hubiera tenido un impacto sobre los flujos de efectivo estimados del activo financiero o grupo de activos financieros que pueda ser estimado confiablemente.

Evidencia de deterioro puede incluir de que los deudores o un grupo de deudores están atravesando dificultades financieras, incumplimientos o retrasos en el pago de intereses o del principal de deudas, la probabilidad de que caigan en bancarota u otro tipo de reorganización financiera y cuando información objetivamente observable indique una disminución medible en el estimado de flujos de efectivo futuro, tales como cambios en los saldos vencidos o condiciones económicas que se correlacionan con incumplimientos.

El monto de la pérdida por deterioro de los préstamos y cuentas por cobrar se medía como la diferencia entre el valor en libros de los activos y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El valor en libros del activo se reducía y el monto de la pérdida se reconocía en el estado de resultados integrales.

Si, en un periodo posterior, el monto de la pérdida por deterioro disminuía y dicha disminución se relacionaba objetivamente a un evento que haya ocurrido después de que se reconoció dicho deterioro, la reversión de la pérdida por deterioro se reconocía en resultados.

2.6 Efectivo y equivalente de efectivo -

Para propósitos del estado de flujos de efectivo, el efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo disponible en cuentas corrientes y a plazo con vencimiento menor a tres meses, inversiones altamente líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos que son fácilmente convertibles a cantidades conocidas de efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en el valor y fondos fijos. Los depósitos a plazo fijo los cuales no van a ser dispuesto dentro de los siguientes tres meses han sido clasificados como otras cuentas por cobrar.

2.7 Cuentas por cobrar comerciales -

Las cuentas por cobrar comerciales son montos que la Compañía tiene derecho de cobro a sus clientes por inventarios vendidos o prestación de servicios en el curso normal de los negocios. Si la cobranza se espera en un año o menos, se clasifican como activos corrientes. Si no, se presentan como activos no corrientes.

Las cuentas por cobrar comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos la provisión por deterioro.

2.8 Inventarios -

Los inventarios están valuados al costo o a su valor neto de realización, el que resulte menor. El costo incluye los costos de materiales directos y, en su caso, costos de mano de obra directa, gastos generales de fabricación (sobre la base de la capacidad de producción normal) y los costos incurridos en el traslado de las existencias a su ubicación y condición actuales y excluye a los costos de financiamiento y a las diferencias en cambio. Los costos del petróleo crudo y productos derivados adquiridos se determinan utilizando el método de primeras entradas, primeras salidas. Los productos refinados en proceso y productos terminados se determinan al costo de producción conjunta. Los materiales y suministros al costo promedio ponderado. Los inventarios por recibir al costo específico de adquisición. El volumen del crudo adquirido y que se mantiene en el Oleoducto se encuentra contabilizado al costo de adquisición inicial.

La estimación por desvalorización de los inventarios de los productos refinados en proceso, terminados y productos derivados adquiridos se aplica directamente al valor de los inventarios, con cargo al costo de ventas, reduciendo el valor en libros de los inventarios a su valor neto realizable en el mismo periodo. El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio menos los costos estimados de terminación y los costos estimados necesarios para realizar la venta.

En el caso de suministros, la Gerencia efectúa anualmente la estimación para obsolescencia sobre la base de un estudio técnico o tomando como base las partidas sin movimiento por más de dos años, registrando dicha estimación con cargo a resultados en el correspondiente periodo.

2.9 Propiedad, planta y equipo -

Propiedad, planta y equipo se presenta al costo menos su depreciación acumulada y, si las hubiere, las pérdidas acumuladas por deterioro. El costo de un elemento de propiedad, planta y equipo comprende su precio de compra o su costo de construcción o fabricación, incluyendo aranceles e impuestos de compra no reembolsables y cualquier costo necesario, el estimado inicial de la obligación de dismantelar el activo y, en el caso de activos aptos, los costos de financiamiento. El precio de compra o el costo de construcción corresponden al total del importe pagado y el valor razonable de cualquier otra contraprestación que se haya entregado en la adquisición del activo. Los elementos de propiedad, planta y equipo se reconocen a nivel de componente importante.

Los costos incurridos para reemplazar un componente de una partida o elemento de propiedad, planta y equipo se capitalizan por separado si el criterio de reconocimiento se cumple y se castiga el valor en libros del componente que se reemplaza.

Los costos subsecuentes atribuibles a los bienes del activo fijo se capitalizan sólo cuando es probable que beneficios económicos futuros asociados con el activo se generen para la Compañía y el costo de estos activos se pueda medir confiablemente, caso contrario se contabilizan como gasto.

Los activos en etapa de construcción se capitalizan como un componente separado. El reconocimiento de los costos terminará cuando el elemento se encuentre listo para su uso en las condiciones necesarias para operar de la forma prevista por la gerencia y desde este momento son objeto de depreciación. Cuando los activos están listos para su uso, estos son transferido a su categoría definitiva.

El costo de los elementos de propiedad, planta y equipo netos de su valor residual se deprecian a lo largo de su vida útil. La depreciación de los activos se reconoce como costo o gasto dependiendo su función.

Los terrenos no se deprecian. La depreciación se calcula utilizando el método de línea recta durante la vida útil estimada para cada uno de los activos, como lo siguiente:

	<u>Años</u>
Edificios y otras construcciones	Entre 25 y 50
Maquinaria y equipo	Entre 10 y 12
Tanques de almacenamiento	20
Unidades de transporte	Entre 5 y 10
Equipos diversos	10
Equipo de cómputo	3
Muebles y enseres	5

Los valores residuales, la vida útil de los activos y los métodos de depreciación aplicados se revisan y se ajustan, de ser necesario, a la fecha de cada estado de situación financiera. Cualquier cambio en estos estimados se ajusta prospectivamente. Al 31 de diciembre de 2018, no hubo cambios significativos producto de su revisión.

Las partidas de propiedad, planta y equipo se dan de baja en el momento de su venta o cuando no se esperan beneficios económicos de su uso o de su posterior venta.

Las ganancias y pérdidas por la venta de activos corresponden a la diferencia entre los ingresos de la transacción y el valor en libros de los activos. Estas se incluyen en el estado de resultados integrales.

El tratamiento contable de capitalización de intereses, relacionados a activos aptos se encuentran descritas en la Nota 2.16.

Los ingresos que se producen por la inversión temporal de los fondos recibidos como préstamos se deducen de los costos de endeudamiento capitalizables.

2.10 Activos Intangibles -

Software -

Los activos intangibles incluyen licencias de los programas de cómputo adquiridas y software, los cuales se capitalizan sobre la base de los costos incurridos para adquirir y poner en uso el programa específico. Estos costos se amortizan en el estimado de sus vidas útiles (entre tres y diez años).

Los costos asociados con el mantenimiento de software se reconocen como gastos cuando se incurren.

Los costos de desarrollo que son directamente atribuibles al diseño y prueba de programas de cómputos identificables y únicos que controla la Compañía se reconocen como activos intangibles cuando cumplen con los siguientes criterios:

- técnicamente es posible completar el software de modo que podrá ser usado;
- la Gerencia tiene la intención de terminar el programa de cómputo y de usarlo o venderlo;
- se tiene la capacidad para usar o vender el programa de cómputo;
- se puede demostrar que el programa de cómputo probablemente generará beneficios económicos futuros;
- se tiene los recursos técnicos, financieros y otros recursos necesarios para completar el desarrollo del programa de cómputo que permita su uso o venta; y el gasto atribuible al programa de cómputo durante su desarrollo se puede medir de manera confiable.

Los costos directos que se capitalizan como parte del costo de programas de cómputo incluyen a los costos de los empleados que desarrollan el programa de cómputo y una porción de los costos indirectos correspondientes.

Actividades de exploración de hidrocarburos -

Los costos de exploración tales como sísmica y perforación de pozos exploratorios son capitalizados hasta que se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer los recursos del área.

Si se estima que las actividades de exploración y evaluación de recursos no serán exitosas, tales activos se imputan a resultados reconociendo una pérdida por deterioro en el estado de resultados integrales. En el caso que se identifiquen reservas viables, los activos de exploración y evaluación se reclasifican desde dicha categoría a costos de desarrollo, luego de evaluar su recuperabilidad. No se reconoce depreciación alguna durante la fase de exploración y evaluación.

Si existen hechos y circunstancias que indiquen un posible deterioro de los activos de exploración y evaluación de recursos, se evalúa su recuperabilidad agrupándolos en los niveles más pequeños en los que se generan flujos de efectivo identificables, Unidad Generadora de Efectivo (en adelante, UGE), basado en consideraciones que incluyen áreas geográficas de características geológicas similares, el uso común de instalaciones y acuerdos contractuales. Tales hechos y circunstancias incluyen la evaluación de datos sísmicos, requerimientos de devolución de áreas, resultados de perforación, tiempo remanente para el cumplimiento del plazo de los compromisos de exploración, planes remanentes de inversiones de capital, y condiciones políticas económicas y de mercado.

La actividad de exploración de hidrocarburos comprende el Proyecto de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 64, que consiste en la ejecución del proyecto "Desarrollo y explotación del yacimiento Situche Central Lote 64", para poner en producción las reservas descubiertas de petróleo crudo en el Lote 64.

Los costos asociados al 31 de diciembre de 2018 ascendieron a US\$21,578 miles (US\$19,634 miles al 31 de diciembre de 2017).

2.11 Propiedades de inversión -

Las propiedades de inversión, corresponden principalmente terrenos, edificios e infraestructura de producción de propiedad de la Compañía, que se mantienen para rendimientos de alquiler a largo plazo y no están ocupadas para su uso por la Compañía. Las propiedades de inversión se mantienen al costo menos su depreciación acumulada y, si las hubiere, las pérdidas acumuladas por deterioro. Los costos subsecuentes atribuibles a las propiedades de inversión se capitalizan sólo cuando es probable que se generen beneficios económicos futuros asociados con el activo para la Compañía y el costo de estos activos pueda ser medido razonablemente, caso contrario se imputa a gasto cuando se incurren.

Los gastos de mantenimiento y reparación se reconocen en resultados en el período en el que éstos se incurren. Cuando el valor en libros de un inmueble es mayor que su valor recuperable estimado, se reduce inmediatamente a su valor recuperable.

El costo y la depreciación acumulada de los inmuebles vendidos o dados de baja se eliminan de sus respectivas cuentas y la utilidad o pérdida se afecta a los resultados del período. La depreciación de estos bienes se calcula por el método de línea recta a una tasa que se considera suficiente para absorber el costo de los activos al término de su vida útil y considerando sus componentes significativos de vidas útiles sustancialmente distintas (cada componente se trata contablemente por separado para propósitos de depreciación y se deprecia durante su vida útil individual).

2.12 Deterioro de activos no financieros de extensa vida útil -

La Compañía realiza una evaluación de deterioro en conformidad con los requerimientos de la Norma Internacional de Contabilidad N°36 "Deterioro del Valor de los Activos", por ello, la Compañía evalúa anualmente el valor neto en libros de los activos de propiedad, planta y equipo, intangibles y propiedades de inversión, para determinar si existen indicios de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro de valor. Si existe cualquier indicio, el importe recuperable del activo se calcula con el objeto de determinar el alcance de la pérdida por deterioro de valor (si lo hubiera). Cuando no es posible estimar el importe recuperable de un activo individual, la Compañía estima el importe recuperable de la UGE a la que pertenece el activo. Para efectos de la evaluación por deterioro, los activos se agrupan a los niveles más pequeños en los que generan flujos de efectivo identificables (UGEs). Siempre y cuando se identifique un criterio consistente y razonable de distribución, los activos comunes son también distribuidos a las UGEs individuales o, en su defecto, al grupo más pequeño de UGEs para el cual se identifique una base consistente y razonable.

El importe recuperable representa el mayor valor entre su valor en uso y su valor de mercado menos los costos directos de venta. El valor en uso corresponde al valor presente del estimado de los flujos de efectivo descontados a su valor actual, utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje las condiciones actuales de mercado y los riesgos específicos de cada activo o la UGE.

Las pérdidas por deterioro, calculadas con referencia al valor en uso de los activos, que se hayan reconocido en años anteriores, se extornan si se produce un cambio en los estimados utilizados en la última oportunidad en que se reconoció la pérdida por deterioro.

Las pérdidas por deterioro de activos vinculados con operaciones continuas se reconocen en el estado de resultados integrales en las categorías de gastos a las que corresponde la función del activo deteriorado.

De otro lado, la Compañía evalúa anualmente si existen indicios que indiquen que pérdidas por deterioro reconocidas previamente se han revertido parcial o totalmente.

2.13 Pasivos financiero -

La Compañía clasifica sus pasivos financieros en las siguientes categorías: i) pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas y ii) otros pasivos financieros. La clasificación depende del propósito para el cual se asumieron los pasivos y la forma en que se gestionan. La Compañía determina la clasificación de sus pasivos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial. Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Compañía mantiene pasivos en la categoría de "otros pasivos financieros" los que corresponden a (i) bonos corporativos, (ii) préstamos bancarios sin garantía, que incluye el préstamo CESCE, (iii) las cuentas por pagar comerciales (iv) provisiones y otras provisiones, y, (v) otras cuentas por pagar.

Asimismo, la Compañía mantiene pasivos por instrumentos financieros derivados los cuales son medidos y clasificados a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas.

Para el caso de los pasivos financieros medidos al valor razonable a través de resultados, los cambios en el valor razonable de estos pasivos se reconocen como ganancia o pérdida en resultados y presentados de forma neta en la partida de "Otros ingresos (gastos) financieros" en el período en el cual ocurre el cambio.

2.14 Cuentas por pagar comerciales -

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios adquiridos de proveedores en el curso normal de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes si el pago se debe realizar dentro de un año o menos (o en el ciclo operativo normal del negocio si es mayor), de lo contrario, se presentan como pasivos no corrientes.

Las cuentas por pagar se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente en el caso que el costo del dinero en el tiempo sea relevante, se miden al costo amortizado usando el método de interés efectivo, de lo contrario se muestran a su valor nominal.

2.15 Obligaciones financieras -

Las obligaciones financieras corresponden a préstamos adquiridos de entidades financieras, que incluyen préstamos de corto plazo sin garantía, los cuales son utilizados para capital de trabajo e inversión en el PMRT, bonos corporativos y préstamo CESCE. Los préstamos se clasifican de acuerdo con el contenido de los acuerdos contractuales pactados y teniendo en cuenta la sustancia económica del contrato.

Los préstamos mantenidos por la Compañía se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. Estas obligaciones se registran posteriormente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de la transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados integrales durante el periodo del préstamo usando el método de tasa de interés efectiva. La Compañía presenta sus obligaciones financieras en el rubro otros pasivos financieros.

Las honorarios y comisiones incurridos para la obtención de los préstamos se reconocen como costos de la transacción en la medida que sea probable que una parte o todo el préstamo se recibirán. En este caso los costos de transacción se difieren hasta que el préstamo se reciba. En la medida que no haya evidencia de que sea probable que una parte o todo el préstamo se reciba, las comisiones se capitalizan como pagos por servicios para obtener liquidez y se amortizan en el periodo de la línea de crédito con el que se relaciona.

Los préstamos se dan de baja del estado de situación financiera cuando la obligación especificada en el contrato expira o se cancela. La diferencia entre el importe en libros de un pasivo financiero que se ha extinguido o transferido a otra parte y la contraprestación pagada, incluidos activos no en efectivo transferidos o los pasivos asumidos, se reconoce en resultados como otros ingresos o costos financieros.

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que la Compañía tenga derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera.

2.16 Costo de endeudamiento -

Los costos generales y específicos de endeudamiento que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, es decir, activos que toman un periodo sustancial de tiempo para estar listos para su uso o venta esperados, se atribuyen al costo de esos activos. La capitalización comienza cuando se están llevando a cabo las actividades necesarias para preparar el activo apto para su uso esperado y se está incurriendo en desembolsos y costos de financiamiento y finalizan hasta cuando se encuentren sustancialmente listos para su uso o venta esperados.

Los ingresos que se producen por la inversión temporal de los fondos recibidos como préstamos se deducen de los costos de endeudamiento capitalizables. Otros costos de endeudamiento son reconocidos en resultados en el periodo en el cual devenga.

2.17 Arrendamiento -

a) Arrendamientos en los que la Compañía es arrendataria -

Los arrendamientos en los que una porción significativa de los riesgos y beneficios relativos a la propiedad son retenidos por el arrendador se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos efectuados bajo un arrendamiento operativo (neto de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan a resultados sobre la base del método de línea recta en el periodo del arrendamiento.

La Compañía arrienda edificaciones, equipos y unidades de transporte. Los arrendamientos de los edificios, equipos y unidades de transporte en los que la Compañía asume sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad se clasifican como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al menor valor que resulte de comparar el valor razonable del activo arrendado y el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento.

Cada cuota de arrendamiento se distribuye entre el pasivo y el cargo financiero de modo que se obtenga una tasa constante sobre el saldo pendiente de pago. La obligación por cuotas de arrendamiento correspondientes, neto de cargos financieros, se incluye en otras cuentas por pagar a largo plazo. El elemento de interés del costo financiero se carga a resultados en el período del arrendamiento de manera que se obtenga una tasa de interés periódica constante sobre el saldo del pasivo para cada período.

Los equipos y unidades de transporte adquiridas a través de arrendamientos financieros se deprecian a lo largo de su vida útil.

b) Arrendamientos en los que la Compañía es arrendadora -

Los inmuebles y terrenos arrendados bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen en el rubro de propiedades de inversión en el estado de situación financiera.

Activos mobiliarios bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen en el rubro de propiedad, planta y equipo.

Los ingresos relacionados con arrendamientos operativos se reconocen en resultados sobre la base del método de línea recta en el período del arrendamiento.

2.18 Beneficios a los empleados -

a) Gratificaciones -

La Compañía reconoce el gasto por gratificaciones y su correspondiente pasivo sobre las bases de las disposiciones legales vigentes; las gratificaciones corresponden a dos remuneraciones anuales que se pagan en julio y diciembre de cada año, respectivamente. Las gratificaciones se reconocen en función de la proporción del tiempo en el que el trabajador presta los servicios que le dan derecho a este beneficio.

b) Compensación por tiempo de servicios -

La compensación por tiempo de servicios del personal de la Compañía corresponde a sus derechos indemnizatorios calculados de acuerdo con la legislación vigente la que se tiene que depositar en las cuentas bancarias designadas por los trabajadores en los meses de mayo y noviembre de cada año. La compensación por tiempo de servicios del personal es equivalente a media remuneración vigente a la fecha de su depósito, la cual se reconoce en resultados de acuerdo a su devengo. La Compañía no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos a los que el trabajador tiene derecho.

c) Vacaciones -

Las vacaciones anuales del personal se reconocen sobre la base del devengado. La provisión por la obligación estimada por vacaciones anuales del personal resultantes de servicios prestados por los empleados se reconoce en cada fecha del estado de situación financiera.

d) Participación en utilidades -

La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por participación de los trabajadores en las utilidades sobre la base de las disposiciones legales vigentes. La participación de los trabajadores en las utilidades es de 10%, de la materia imponible determinada por la Compañía de acuerdo con la legislación del impuesto a las ganancias.

2.19 Provisiones -

Las provisiones se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente, legal o asumida, que resulta de eventos pasados, es probable que requiera la salida de recursos que involucren beneficios económicos para su liquidación y su monto se pueda estimar confiablemente.

Las provisiones se revisan al cierre de cada periodo. Si el valor del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones se descuentan usando una tasa, antes de impuestos, que refleje, cuando sea apropiado, los riesgos específicos del pasivo. La reversión del descuento por el paso del tiempo origina el aumento de la obligación que se reconoce con cargo al estado de resultados integrales como gasto financiero. Las provisiones no se reconocen por pérdidas operativas futuras.

Provisión para mejoras del medio ambiente y para el taponamiento de pozos de unidades privatizadas -

La obligación para las mejoras del ambiente y para el taponamiento de pozos surge de las unidades operativas transferidas por el Estado Peruano al sector privado y de un mandato legal específico, respectivamente. El Estado Peruano a través de la Compañía asumió cubrir estas obligaciones. Al respecto, el Estado Peruano reembolsará a la Compañía los desembolsos que ésta incurra para satisfacer estas obligaciones. La obligación asumida por el Estado Peruano se reconoció con cargo a los resultados años anteriores. El monto provisionado a esa fecha se actualiza al cierre de cada año.

La Compañía reconoce una provisión para restauración del ambiente y para el taponamiento de pozos que corresponde a su obligación legal por restaurar el ambiente al término de la operación de estos pozos y a un mandato legal específico relacionado con estos. En la fecha del reconocimiento inicial del pasivo que surge por esta obligación, medido a su valor razonable descontado a su valor presente, simultáneamente se debita el mismo importe al estado de resultados integrales. Posteriormente, el pasivo se revisa e incrementa si fuera el caso a cada periodo. Al liquidar el pasivo, la Compañía reconoce cualquier ganancia o pérdida que se genere. Los cambios en el valor estimado de la obligación inicial y en las tasas de interés se reconocen en el estado de resultados integrales.

2.20 Pasivos y activos contingentes -

Los pasivos contingentes se reconocen en los estados financieros en la medida que la salida de flujos sea probable y sólo se revelan en nota a los estados financieros cuando la salida de flujos es posible.

Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros y sólo se revelan cuando es probable que la Compañía genere un ingreso de beneficios económicos en el futuro.

2.21 Impuestos a las ganancias corriente y diferido -

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende al impuesto a las ganancias corriente y al diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales, excepto cuando se relaciona a partidas reconocidas directamente en el estado de otros resultados integrales o en el patrimonio. En este caso, el impuesto también se reconoce en el estado de otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, respectivamente. El cargo por impuesto a las ganancias corriente se calcula sobre la base de la legislación tributaria promulgada o sustancialmente

promulgada a la fecha del estado de situación financiera. La Gerencia evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones juradas de impuestos respecto de situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación. La Gerencia, cuando corresponde, constituye provisiones sobre los montos que espera deberá pagar a las autoridades tributarias.

El impuesto a las ganancias diferido se registra por el método del pasivo, reconociendo el efecto de las diferencias temporales que surgen entre la base tributaria de los activos y pasivos y sus saldos en los estados financieros. El impuesto a las ganancias diferido se determina usando tasas tributarias (y legislación) que han sido promulgadas a la fecha del estado de situación financiera y que se espera serán aplicables cuando el impuesto a las ganancias diferido se realice o se pague.

Los impuestos a las ganancias diferidos activos sólo se reconocen en la medida de que sea probable que se produzcan beneficios tributarios futuros contra los que se puedan usar las diferencias temporales.

El impuesto a las ganancias diferido pasivo se determina sobre las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias, asociadas y en negocios conjuntos, excepto por el impuesto diferido pasivo si la oportunidad de la reversión de las diferencias temporales es controlada por la Compañía y, además, es probable que la diferencia temporal no se revierta en un futuro previsible.

El impuesto a las ganancias diferido activo y pasivo se compensa cuando existe el derecho legal de compensar el impuesto a las ganancias corriente activo con el impuesto a las ganancias corriente pasivo y cuando los impuestos a las ganancias diferidos activos y pasivos se relacionen con la misma autoridad tributaria.

2.22 Capital -

Las acciones comunes suscritas y pagadas se clasifican en el patrimonio como capital social. Los aportes de capital en efectivo del accionista y capitalización de utilidades, por los cuales aún no se ha emitido y suscrito acciones se reconocen en el patrimonio como capital adicional cuando se realizan y son aprobados por los accionistas.

2.23 Reconocimiento de ingresos -

a) Ingresos por venta de productos refinados -

La Compañía vende principalmente sus productos refinados en el mercado local y una parte menor son exportadas. Los ingresos por la venta se reconocen cuando se transfiere el control de los productos, situación que se da cuando el producto se entrega al cliente, la Compañía tiene total discrecionalidad para decidir el precio de venta del mismo y no existen obligaciones pendientes de ser satisfechas que pudieran afectar que el cliente acepte el producto. Se considera entregado el producto, para el caso de los productos vendidos en el mercado local se da al momento de la entrega de los bienes y para el caso de los productos exportados depende de los términos contractuales de exportación, que principalmente se da cuándo el producto es entregado en el puerto de embarque.

En ciertos casos, los productos se venden aplicando descuentos por volumen retroactivos, en base a las ventas acumuladas en un período de 12 meses. Los ingresos por estas ventas se reconocen en función a la lista de precios a la que el contrato hace referencia, neto del estimado de los descuentos por volumen. Se utiliza información histórica para estimar y registrar los descuentos y reconociendo el ingreso solo en la medida que sea altamente probable que una reversión futura significativa no ocurrirá. Los descuentos se presentan neto del saldo de cuentas por cobrar comerciales, por el estimado de descuento por volumen que serán compensados con los clientes por facturaciones por ventas efectuadas. No ha sido necesario separar algún componente de financiamiento, debido a que las ventas se pactan a plazos de crédito no mayor a 45 días, lo que es consistente con la práctica del mercado.

b) Ingresos por Fondo de Estabilización de Precios (Nota 1-c) -

Los ingresos por Fondo de Estabilización de Precios son reconocidos simultáneamente con los ingresos por venta a los clientes de los productos refinados que están comprendidos en el Fondo de Estabilización de Precios, por el cual la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas establece una banda de precios. La política de determinación de precios de la Compañía es tomar como referencia el Precio de Paridad de Importación (PPI); no obstante, el precio facturado a los clientes debe estar dentro de la banda de precios para los productos comprendidos en el fondo.

Sobre la base del Decreto de Urgencia N° 010-2004, cuando el precio de la Compañía es mayor al límite superior de la banda, la Compañía contabiliza un ingreso y la correspondiente cuenta por cobrar al Ministerio de Energía y Minas (MEM), por el importe equivalente al diferencial entre el precio facturado a los clientes y el límite superior de la banda de precios, pues constituye un factor de compensación; cuando el precio de la Compañía es menor al límite inferior de la banda, la Compañía contabiliza una reducción en los ingresos y de las cuentas por cobrar al MEM, por el importe equivalente al diferencial entre precio facturado a los clientes y el límite inferior de la banda de precios, pues constituye un factor de aporte.

Los saldos por cobrar al Ministerio de Energía y Minas son contabilizados de acuerdo con lo descrito en la Nota 2.5.

c) Ingresos por prestación de servicios -

La Compañía presta servicios a precios fijos de acuerdo a lo establecido contractualmente.

Los ingresos por servicios prestados se reconocen cuando se transfiere el control del servicio al cliente. Por los servicios de operación de terminales, fletes, abastecimiento y uso de hidrocarburos la transferencia de control se da cuando se completa el servicio y no existen obligaciones pendientes de ser satisfechas que pudieran afectar que el cliente acepte el servicio (ingreso reconocido en un momento en el tiempo). Por los servicios de alquileres, transporte de crudo y otros servicios la transferencia de control se da a lo largo del tiempo, pues satisface las obligaciones de desempeño a la medida que se presta el servicio, pues no existe posibilidad que el cliente no acepte el servicio ya incurrido.

d) Ingreso por intereses -

Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.

2.24 Utilidad por acción -

Las ganancias básicas por acción se calculan dividiendo la utilidad atribuible a los propietarios de la entidad, por el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el año.

3 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

La Gerencia es responsable de establecer y supervisar la estructura de gestión de riesgos. La Gerencia Corporativa Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos. Este departamento identifica, evalúa y gestiona los riesgos financieros.

Las políticas de gestión de riesgo de la Compañía son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por la Compañía, fijar límites y controles de riesgo adecuados, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de gestión de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades de la Compañía.

La Compañía, a través de sus normas y procedimientos de gestión, pretende desarrollar un ambiente de control disciplinado y constructivo en el que todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

3.1 Factores de riesgo financiero -

Las actividades de la Compañía la exponen a una variedad de riesgos financieros: riesgos de mercado (principalmente riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo del precio de crudo o commodities), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

a) Riesgos de mercado -

Los riesgos más relevantes del mercado para las actividades actuales de la Compañía se explican a continuación:

i) Riesgo de cambio -

Las transacciones en moneda extranjera se pactan principalmente en soles y euros. La Compañía está expuesta al riesgo de que se produzcan fluctuaciones severas en el tipo de cambio de dichas monedas.

La Gerencia gestiona el riesgo de cambio, mediante la utilización de contratos a futuros (forwards) para reducir su exposición a la variación del tipo de cambio de moneda extranjera en el corto plazo, principalmente por la facturación de la venta en el mercado local y el financiamiento para el capital de trabajo. Por otras operaciones como las compras a proveedores en Soles y Euros; y obligaciones con los empleados, la Compañía asume el riesgo de tipo de cambio.

Las partidas del activo y pasivo que corresponden a operaciones en moneda extranjera, así como la posición neta al riesgo cambiario al 31 de diciembre se resumen a continuación:

	<u>2018</u>		<u>2017</u>	
	<u>S/000</u>	<u>EUR000</u>	<u>S/000</u>	<u>EUR000</u>
Activos:				
Efectivo y equivalente de efectivo	229,620	8,942	321,312	-
Cuentas por cobrar comerciales	1,320,427	-	864,011	-
Otras cuentas por cobrar	<u>2,352,590</u>	<u>-</u>	<u>2,067,971</u>	<u>-</u>
	<u>3,902,637</u>	<u>8,942</u>	<u>3,253,294</u>	<u>-</u>
Pasivos:				
Otros pasivos financieros	(2,942,995)	-	(2,125,000)	-
Cuentas por pagar comerciales	(120,377)	(2,223)	(119,887)	(7,933)
Otras cuentas por pagar	(396,082)	-	(297,282)	-
Remediación ambiental	<u>(49,448)</u>	<u>-</u>	<u>(87,536)</u>	<u>-</u>
	<u>(3,508,902)</u>	<u>(2,223)</u>	<u>(2,629,705)</u>	<u>(7,933)</u>
Exposición activa (pasiva) neta	<u>393,735</u>	<u>6,719</u>	<u>623,589</u>	<u>(7,933)</u>

Los activos y pasivos monetarios de la Compañía, denominados en moneda extranjera se han convertido a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio publicados por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFP- SBS. Se aplicaron las siguientes tasas de cambio para cada tipo de moneda:

**Tasa de cambio
al 31 de diciembre**

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
S/	0.296	0.308
EUR	1.228	1.216

La Compañía por el año terminado al 31 de diciembre de 2018, registró una pérdida neta por diferencia en cambio por US\$6,661 miles (pérdida neta por diferencia en cambio por US\$2,043 miles al 31 de diciembre de 2017) que se muestran en el rubro de diferencia en cambio neta, en el estado de resultados integrales.

Análisis de sensibilidad -

Si el dólar estadounidense se hubiera revaluado/devaluado respecto a los soles y euros en 5% y 10%, respectivamente (variación considerada razonable) en el año 2018 (soles respecto a los dólares y euros en el año 2017) habría impactado la utilidad antes de impuestos.

	<u>Movimiento del</u>	<u>Efecto en resultados antes de impuestos</u>	
		<u>Revaluación</u> US\$000	<u>Devaluación</u> US\$000
Año 2018			
S/	5%	5,826 (5,826)
EUR	10%	825 (825)
Año 2017			
S/	5%	9,603 (9,603)
EUR	10%	971 (971)

ii) Riesgo de tipo de interés -

La Compañía mantiene activos que generan intereses; los ingresos y los flujos de caja operativos son independientes de los cambios en las tasas de interés del mercado.

El riesgo de tasa de interés para la Compañía surge de su endeudamiento de largo plazo. El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. El endeudamiento a tasas fijas la expone al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos. La política de la Compañía es mantener la mayor parte de su endeudamiento en instrumentos que devengan tasas fijas. Al respecto, la Gerencia considera que el riesgo del valor razonable de tasas de interés no es importante debido a que las tasas de interés de sus contratos de financiamiento no difieren significativamente de las tasas de interés de mercado que se encuentran disponibles para la Compañía para instrumentos financieros similares.

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Compañía mantiene la totalidad de su deuda para financiar sus operaciones y la construcción en el PMRT a tasas fijas de acuerdo con lo siguiente: i) bonos bullet cuyos intereses son pagados de forma semestral a partir de diciembre de 2017 a tasas de 4.750% y 5.625% con vencimiento en los años 2032 y 2047, respectivamente; ii) préstamo CESCE a tasa de 3.285%, cuyos intereses serán pagados de forma semestral a partir de mayo de 2019 con vencimiento en el 2031 y (iii) préstamos bancarios sin garantía de corto plazo a tasas entre 0.8% y 3.45%.

iii) Riesgo de precio del crudo (commodities) -

Los precios de venta de los productos que ofrece la Compañía están expuestos a los riesgos comerciales inherentes a la volatilidad en los precios internacionales. Los precios que factura la Compañía se modifican siguiendo las variaciones de los precios internacionales (Nota 1-c).

Como se explica en la Nota 1-c, los precios en el mercado nacional se determinan considerando los precios internacionales del crudo y productos derivados. Los precios se expresan en soles al tipo de cambio vigente, tomando en consideración las normas legales que se emitieron en los años precedentes según los cuales, el régimen establecido por el Fondo de Estabilización de Precios por el que el Estado Peruano puede efectuar compensaciones o recibir aportaciones para estabilizar el precio de ciertos productos a los consumidores finales. Este mecanismo mitiga el efecto de cambios en los precios de algunos productos que no se trasladan al consumidor final.

En la Nota 9-b se expone el saldo neto de las compensaciones y de las aportaciones del Estado Peruano al 31 de diciembre de 2018 y de 2017.

La Compañía promueve la suscripción de acuerdos con sus proveedores de crudo y con productores en el país que toman en consideración minimizar su exposición al riesgo de precios en el largo plazo a través del acuerdo de precios referidos a canastas de crudos de referencia o de fórmulas de precios del WTI que contemplan las expectativas de márgenes en el mercado internacional. Asimismo, en la compra de crudos y productos importados se obtienen las mejores cotizaciones sobre la base de concursos públicos internacionales.

b) Riesgo de crédito -

El riesgo de crédito surge del efectivo y equivalente de efectivo, depósitos a plazo en bancos, así como de la exposición al crédito de los clientes mayoristas y minoristas, que está reflejado por los saldos de cuentas por cobrar comerciales. En relación con bancos e instituciones financieras, la Compañía sólo acepta instituciones cuyas calificaciones de riesgo independientes sean como mínimo de "A".

i) Gestión de riesgo -

El riesgo de crédito es el riesgo de que una contraparte no pueda cumplir con sus obligaciones en relación con un instrumento financiero o contrato de venta, generando una pérdida financiera. Los activos financieros de la Compañía potencialmente expuestos a concentraciones de riesgo de crédito consisten principalmente en depósitos en bancos, cuentas por cobrar comerciales y algunas partidas incluidas en otras cuentas por cobrar.

Con respecto a los depósitos en bancos, la Compañía reduce su exposición al riesgo de crédito distribuyendo sus excedentes de fondos en distintas instituciones financieras de primer nivel y limita el monto de la exposición al riesgo de crédito en cualquiera de las instituciones financieras.

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, la concentración de riesgo de crédito se presenta en los clientes mayoristas, que son empresas de reconocido prestigio y de primer orden a nivel nacional. La Gerencia ha establecido políticas para asegurar que la venta de bienes se efectúe a clientes mayoristas con un historial de crédito y garantías adecuadas. Estas políticas comprenden, entre otros aspectos, aprobación de límites de crédito para cada cliente, procedimientos de monitoreo y seguimiento continuo del comportamiento de pago. Respecto de los contratos suscritos con entidades del Estado (Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú), la Compañía otorga un plazo de 45 días para su pago. La Compañía no prevé pérdidas significativas que surjan del riesgo de crédito de sus contrapartes.

ii) Deterioro de activos financieros -

La Compañía tiene los siguientes tipos de activos financieros que están sujetos a modelos para determinar la pérdida crediticia esperada:

- Efectivo y equivalente de efectivo y depósitos a plazo y algunas partidas de otras cuentas por cobrar,
- Cuentas por cobrar comerciales por ventas de productos y servicio.

Para el efectivo y equivalente de efectivo, depósitos a plazo y algunas partidas de otras cuentas por cobrar la Compañía considera cualquier pérdida crediticia como inmaterial.

Para cuentas por cobrar comerciales, la Compañía aplica el enfoque simplificado según la NIIF 9 para medir las pérdidas crediticias esperadas, que utiliza previsión de pérdidas esperadas durante el tiempo de vida del activo, para las cuentas por cobrar comerciales.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas, las cuentas por cobrar comerciales se han agrupado en función de las características de riesgo homogéneas que representan la capacidad de pago de cada segmento de clientes por los importes endeudados y los días vencidos. La Compañía ha agrupado sus clientes en (i) Comerciales, (ii) Fuerzas Armadas, (iii) Industriales y (iv) Mayoristas.

Las tasas de pérdida esperadas se basan en los perfiles de pago de las ventas durante un período de 12 meses antes del 31 de diciembre de 2018 y el 1 de enero de 2018, respectivamente, y las pérdidas crediticias históricas se ajustan para reflejar la información actual y prospectiva de factores macroeconómicos que afectan la capacidad de los clientes para liquidar las cuentas por cobrar comerciales. La pérdida crediticia esperada se presenta en la Nota 8.

c) Riesgo de liquidez -

La administración prudente del riesgo de liquidez implica mantener suficiente efectivo y equivalente de efectivo, la disponibilidad de financiamiento a través de una adecuada cantidad de fuentes de financiamiento comprometidas y la capacidad de cerrar posiciones en el mercado. En ese sentido, la Compañía no tiene riesgos significativos de liquidez ya que los flujos de efectivo de sus operaciones le permiten mantener suficiente efectivo para atender sus obligaciones.

La Gerencia administra su riesgo de liquidez asegurándose de contar con suficientes líneas de crédito en todo momento y solventando su capital de trabajo con los flujos de efectivo de sus actividades de operación.

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía mantiene líneas de crédito revolventes de corto plazo otorgadas por bancos locales y extranjeros hasta por US\$2,914,000 miles de los cuales US\$1,184,077 miles se encuentran disponibles a dicha fecha, monto suficiente para atender sus operaciones de compra en el territorio nacional y en mercados del exterior y otras obligaciones vinculadas al capital de trabajo. Estas líneas de crédito no tienen exigencias de costos de mantenimiento ni exigen colaterales.

La Gerencia Corporativa Finanzas de la Compañía supervisa las proyecciones de flujo de efectivo realizadas sobre los requisitos de liquidez para asegurar que haya suficiente efectivo para alcanzar las necesidades operacionales manteniendo suficiente margen para las líneas de crédito no usadas, de modo que la Compañía no incumpla con los límites de endeudamiento sobre cualquier línea de crédito. Los excedentes de efectivo y saldos por encima del requerido para la administración del capital de trabajo son invertidos en instrumentos que generan intereses y depósitos a plazo, escogiendo instrumentos con vencimiento apropiado o de suficiente liquidez.

El cuadro a continuación analiza los pasivos financieros de la Compañía agrupados sobre la base del período remanente a la fecha del estado de situación financiera hasta la fecha de su vencimiento. Los montos revelados en el cuadro son los flujos de efectivo no descontados:

	<u>Valor en libros</u> US\$000	<u>Flujos de efectivo no descontados</u> US\$000	<u>Menos de 1 año</u> US\$000	<u>Más de 1 año</u> US\$000	<u>Más de 2 años</u> US\$000
2018					
Otros pasivos financieros	4,820,722	7,733,274	1,820,292	144,376	5,808,606
Cuentas por pagar comerciales	529,801	529,801	529,801	-	-
Otras cuentas por pagar (*)	<u>21,590</u>	<u>21,590</u>	<u>21,590</u>	-	-
	<u>5,372,113</u>	<u>8,284,665</u>	<u>2,371,683</u>	<u>144,376</u>	<u>5,808,606</u>
2017					
Otros pasivos financieros	3,304,324	5,669,871	1,425,496	103,750	4,140,625
Cuentas por pagar comerciales	772,247	772,247	772,247	-	-
Otras cuentas por pagar (*)	<u>13,489</u>	<u>13,489</u>	<u>13,489</u>	-	-
	<u>4,090,060</u>	<u>6,455,607</u>	<u>2,211,232</u>	<u>103,750</u>	<u>4,140,625</u>

(*) Las otras cuentas por pagar no incluyen pasivos por impuestos, anticipos, ni pasivos laborales. Se incluye los pasivos por instrumentos financieros derivados.

3.2 Riesgo del capital -

Los objetivos de la Compañía al administrar su capital son el salvaguardar su capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a su accionista, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura óptima para reducir el costo del capital.

La Compañía monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento, que se calcula dividiendo su deuda neta entre su capital total. La deuda neta corresponde al total de las obligaciones financieras (incluyendo corriente y no corriente) menos el saldo de efectivo y equivalente de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal como se muestra en el estado de situación financiera más la deuda neta.

La Compañía mantiene el grado de inversión otorgado por las clasificadoras de riesgo: Standar & Poor's (BBB- para para la deuda a largo plazo) y Fitch Ratings (BBB+ para la deuda a largo plazo en moneda extranjera), así como la calificación local de AA- con Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C. (AA-(pe).

Al 31 de diciembre, los ratios de apalancamiento fueron los siguientes:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Otros pasivos financieros	4,820,722	3,304,324
Menos: Efectivo y equivalente de efectivo y depósitos a plazo	(<u>1,565,565</u>)	(<u>942,381</u>)
Deuda neta (A)	3,255,157	2,361,943
Total patrimonio (B)	<u>1,737,310</u>	<u>1,617,604</u>
Capital total (A+B)	<u>4,992,467</u>	<u>3,979,547</u>
Ratio (A/(A+B))	<u>0.65</u>	<u>0.59</u>

El aumento del ratio de apalancamiento, al 31 de diciembre de 2018, se explica por el efecto neto del incremento de la deuda neta por el financiamiento con el préstamo CESCE, disminución del efectivo y equivalente de efectivo, aumento de los depósitos a plazo e incremento del patrimonio por los resultados del año.

3.3 Estimación de valores razonables -

La información utilizada por la Compañía para estimar el valor razonable se ha categorizado en los siguientes niveles:

- Nivel 1: Medición basada en valores de cotización en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: Medición basada en información sobre el activo o pasivo distinta a valores de cotización (nivel 1) pero que puede ser confirmada, sea directa (por ejemplo, precios) o indirectamente (por ejemplo, provenientes de precios).
- Nivel 3: Medición basada en información sobre el activo o pasivo que no proviene de fuentes que puedan ser confirmadas en el mercado (es decir, información no observable, generalmente basada en estimados y supuestos internos de la Compañía).

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Compañía solo presenta medidas al valor razonable los contratos por instrumentos financieros derivados forwards de tipo de cambio. El cálculo del valor razonable de los forwards de tipo de cambio se estima descontando los flujos futuros de efectivo contractuales netos, comparando la tasa de cambio pactada en el contrato con una tasa de cambio forward vigente a la fecha de medición. El descuento se realiza con una tasa de interés de mercado actual que está disponible para la Compañía para instrumentos financieros similares, y cuya información para efectuar la medición se ha clasificado en el nivel 2.

Para determinar el valor razonable de los bonos (medidos al costo amortizado), la Gerencia ha utilizado fuentes observables (Bloomberg), clasificadas en el Nivel 1. Para el cálculo del valor razonable de otras obligaciones financieras y préstamo CESCE (medidas al costo amortizado) con vencimiento de largo plazo para propósitos de revelación se estima, en el caso de obligaciones financieras, descontando los flujos futuros de efectivo contractuales con una tasa de interés de mercado actual que está disponible para la Compañía para instrumentos financieros similares, y cuya información para efectuar la medición se ha clasificado en el nivel 2; mientras para el préstamo CESCE, la Gerencia ha descontado los flujos de efectivo contractuales con una tasa de interés promedio de endeudamiento de mediano y largo plazo de la Compañía más un spread, cuya información se ha clasificado en el nivel 3.

Para la determinación de valor razonable de las propiedades de inversión (medidas al costo menos depreciación acumulada) para propósitos de revelación la Gerencia ha utilizado tasaciones internas, cuya información para efectuar la medición se ha clasificado en el nivel 3.

El valor en libros del efectivo y equivalente de efectivo ya se encuentra a su valor razonable. La Compañía considera que el valor en libros de las cuentas por cobrar y cuentas por pagar (incluyendo obligaciones financieras) corrientes, es similar a sus valores razonables debido a su vencimiento en el corto plazo y el impacto del descuento no es significativo.

4 ESTIMADOS Y CRITERIOS CONTABLES CRÍTICOS

Los estimados y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

4.1 Estimado y criterios contables críticos

La Compañía efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables, por definición, muy pocas veces serán iguales a los respectivos resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen riesgo de causar ajustes a los saldos de los activos y pasivos reportados se presentan a continuación:

- Vida útil de propiedad, planta y equipo -

La depreciación se calcula siguiendo el método de línea recta en función a la vida útil estimada del activo. Esto resulta en cargos por depreciación proporcionales al desgaste estimado de los activos medido en número de años. La vida útil de los activos se evalúa sobre la base de: i) desgaste físico esperado y ii) utilización prevista del activo. Estos cálculos requieren efectuar estimados y supuestos sobre el total de la demanda de la producción de la Compañía y sobre los desembolsos de capital que se requerirán en el futuro.

- Provisiones y contingencias -

La Compañía está sujeta a diversas leyes y regulaciones, así como a prácticas de negocios en Perú. Para ello, la Gerencia realiza juicios y estimaciones al registrar provisiones para asuntos medioambientales y cumplimiento de normas técnicas emitidas por entidades reguladoras locales. Los costos reales pueden variar con respecto a las estimaciones por varias razones, tal como las variaciones de estimaciones de costos y diferentes interpretaciones de la ley, opiniones y evaluaciones en relación con la cantidad de pérdidas.

La Compañía actualiza la medición de la provisión para remediación del medio ambiente de las unidades privatizadas y para el taponamiento de pozos para reflejar nuevos eventos, cambios en las circunstancias y cualquier otra información relevante que esté disponible con la finalidad de determinar cuáles son los costos que incurrirá para cubrir estos conceptos. Cambios en las variables usadas para establecer el monto de la obligación ambiental y para el taponamiento de pozos pueden originar ajustes importantes al saldo de la obligación; en adición, la Compañía mide las provisiones para remediar el medio ambiente por los derrames de petróleo ocasionados por los siniestros en el Oleoducto Norperuano tomando en consideración los contratos pendientes de ejecución y en proceso de contratación.

Asimismo, en el curso normal de sus operaciones, la Compañía está expuesta a ciertos pasivos contingentes relacionados con reclamos existentes o potenciales, juicios y otros recursos, incluyendo algunos que involucran temas tributarios.

Las contingencias se registran como provisiones cuando es probable que se haya incurrido en un pasivo y la cantidad de la pérdida sea razonablemente estimable. La Compañía basa sus estimados en proyecciones actualizadas sobre los resultados de las acciones y recursos antes mencionados y la experiencia de su área técnica y de sus asesores legales, internos y externos, en enfrentar y resolver temas legales, laborales y tributarios. A medida que el alcance de las obligaciones se va definiendo de forma más clara o se dispone de mayor información, es posible que se requiera que la Compañía cambie sus estimados de costos futuros, los mismos que podrían tener un efecto significativo en el resultado de sus operaciones y situación financiera o liquidez.

- Impuestos -

La determinación de gastos y obligaciones tributarias requieren de interpretación de la legislación peruana. La Compañía busca asesoramiento profesional en materia fiscal antes de tomar decisiones relacionadas con los impuestos. La Gerencia considera que estos estimados son razonables y apropiados a la fecha; sin embargo, considera que alguna interpretación de la Administración Tributaria puede generar cargos tributarios en el futuro. La Compañía reconoce pasivos por las observaciones en auditorías tributarias cuando corresponde el pago de impuestos adicionales, las diferencias impactan al gasto por impuesto a la renta corriente y diferido activo y pasivo en el período en el que se determina este hecho.

El impuesto a la renta diferido activo es revisado a cada fecha de reporte a fin de determinar la recuperabilidad de estos importes.

El cálculo del gasto por impuesto a las ganancias corriente que determina la Compañía resulta de la aplicación de las normas tributarias vigentes y no incluyen provisiones estimadas que generen en un futuro diferencias con respecto a las revisiones fiscales. En tal sentido, la Compañía no considera necesario efectuar una revelación de sensibilidad que simule variaciones en el cálculo, siendo que, en el caso se presente alguna diferencia, ésta no sería material en relación a los resultados de los estados financieros.

- Revisión de valores en libros y provisión para deterioro -

La Compañía evalúa si se requiere una provisión por deterioro conforme a la política contable descrita en la Nota 2. Esta determinación requiere el juicio de la Gerencia al analizar la evidencia de deterioro, así como al determinar el valor recuperable. Para este último, se requiere juicio al preparar los flujos de efectivo futuros esperados, incluidos los pronósticos de la operación futura de la Compañía, los pronósticos de los factores económicos que pueden afectar los ingresos y los costos, así como al determinar la tasa de descuento que se aplicará a esos flujos de efectivo.

Las estimaciones utilizadas para determinar el valor recuperable de los activos se toman en consideración eventos de años anteriores, las operaciones actuales, expectativas futuras, así como cambios en la estrategia de la Compañía en sus operaciones. Estas consideraciones fueron relevantes para estimar los flujos de efectivo futuros esperados y se han tenido en cuenta en los próximos años.

- Activos sujetos a amortización o depreciación -

Los activos sujetos a amortización o depreciación se someten a pruebas de deterioro cuando se producen eventos o circunstancias que indican que su valor en libros podría no ser recuperable. Las pérdidas por deterioro son el monto en el que el valor en libros del activo excede su valor recuperable.

El valor recuperable de los activos corresponde al valor razonable menos costos de disposición o su valor en uso, el mayor. Para efectos de evaluar el deterioro, los activos se agrupan a los niveles más pequeños en los que se genera flujos de efectivo identificables (UGEs).

La Compañía agrupa sus activos en tres UGEs: (i) Producción y comercialización; (ii) Operaciones Oleoducto y (iii) Unidades alquiladas y privatizadas.

La Gerencia de la Compañía no identificó indicadores de deterioro sobre los activos de la UGE Unidades alquiladas y privatizadas; en consecuencia, no efectuó una prueba de deterioro sobre los activos de esta UGE.

La Compañía sobre la base de información interna y externa considera que existen algunos indicios de que los activos de las UGEs de Producción y comercialización, y Operaciones Oleoducto podrían tener deterioro, por lo cual efectuó la evaluación de deterioro en el año 2018 y 2017 mediante el cálculo del valor en uso de estas UGEs, cuyas consideraciones y análisis de sensibilidad se encuentran reveladas en la Nota 11.

- Activos de PMRT en proceso de construcción -

Los activos del PMRT en proceso de construcción se someten a pruebas de deterioro cuando se producen eventos o circunstancias que indican que su valor en libros podría no ser recuperable. Las pérdidas por deterioro son el monto en el que el valor en libros del activo excede su valor recuperable.

El valor recuperable de los activos en construcción corresponde al valor razonable menos costos de disposición. La Compañía ha calculado el valor recuperable del PMRT, cuyas consideraciones y análisis de sensibilidad se encuentran reveladas en la Nota 11.

- Provisión por cobranza dudosa -

La Compañía reconoce una corrección de valor por pérdida crediticia esperada sobre los activos financieros. Según la NIIF 9, el deterioro de un activo financiero se tiene que estimar como pérdida esperada y no como pérdida incurrida (como lo indica en la norma predecesora NIC 39).

4.2 Juicios críticos en la aplicación de las políticas contables -

Determinación de moneda funcional - Nota 2.2 - a) -

De acuerdo con la NIC 21 Variaciones en los tipos de cambio, una entidad debe definir su moneda funcional, siendo esta la moneda del ambiente económico primario en el que opera. En su proceso de evaluación, la entidad analiza indicadores primarios (los asociados a las fuerzas económicas que afectan en mayor medida los precios de venta y los costos), cuando los indicadores primarios no son concluyentes, analiza indicadores secundarios (los asociados con la moneda en que se endeuda y en la que mantiene sus excedentes de efectivo). Luego de esta evaluación, la determinación de la moneda funcional podría no ser evidente, en cuyo caso, la Gerencia deberá emplear su juicio profesional para determinar la moneda funcional que mejor represente los efectos económicos de las transacciones subyacentes de la Compañía.

La Compañía vende sus productos y servicios principalmente en el mercado peruano; los precios de venta de crudo están influidos por el mercado internacional, así como por el mercado nacional y sus regulaciones. La mayor parte de los costos corresponde a la importación de crudo, cuyo costo está denominado en dólares estadounidense y se influye sustancialmente de mercados internacionales, con predominancia en el mercado de Estados Unidos de Norteamérica.

En los años 2017 y 2018 no se aprecia un cambio relevante respecto de las circunstancias existentes previamente; no obstante, a partir de 2017, las obligaciones financieras se mantienen principalmente en dólares estadounidenses a raíz de la emisión de bonos en el mercado internacional por US\$2,000,000 miles situación que plantea un cambio respecto de la estructura de financiamiento que existió en años previos; asimismo, en el 2018 la Compañía obtuvo un préstamo de largo plazo con el CESCE por US\$1,236,717 miles.

Hasta 2016, siendo que los indicadores primarios que establece la NIC 21 no eran concluyentes, la Compañía definió el sol como su moneda funcional por ser la que predominaba en su endeudamiento. A partir de 2017, el cambio en la estructura de financiamiento y la marcada predominancia del dólar estadounidense ha llevado a la Compañía a definir en base a su juicio crítico a esta moneda como su moneda funcional, a fin de que los estados financieros se expresen en la moneda que influye en mayor medida sus transacciones subyacentes.

Al 31 de diciembre de 2018, de acuerdo al juicio crítico de la Gerencia, la moneda funcional, continúa siendo el dólar estadounidense.

5 INFORMACION POR SEGMENTOS

a) Descripción de los segmentos y actividades principales -

La máxima autoridad en la toma de decisiones de operación (la Gerencia General), examina el desempeño de la Compañía en tres divisiones estratégicas, que corresponden a sus segmentos de operación sobre los que debe informarse. Estas divisiones ofrecen diferentes productos y servicios, y son administrados por separado puesto que requieren diferentes estrategias de negocio tanto comerciales como financieras.

Los segmentos de la Compañía son evaluados sobre la base de la actividad de los siguientes segmentos de negocio: (i) Producción y comercialización, (ii) Operaciones Oleoducto y (iii) Unidades alquiladas y privatizadas.

Basado en lo que establece la NIIF 8, el segmento de operación reportable por su representatividad sobre los ingresos es: 'Producción y comercialización'. Sin embargo, de forma voluntaria, la Compañía ha decidido reportar todos sus segmentos de operación conforme se detalla en esta misma Nota.

El siguiente resumen describe las operaciones de cada segmento reportable:

<u>Segmento reportable</u>	<u>Operaciones</u>
Producción y comercialización	Refinación y comercialización de productos derivados del petróleo.
Operaciones Oleoducto	Servicio de transferencia y custodia de crudos de la selva norte del país.
Unidades alquiladas y privatizadas	Activos que originan entradas de efectivo derivadas de los alquileres.

La Gerencia General de la Compañía revisa los informes de gestión interna de cada segmento de forma trimestral.

Existen diversos niveles de transacciones entre los segmentos de Producción y comercialización y Operaciones Oleoducto. Estas transacciones incluyen transferencias de petróleo o algunos productos y servicios de transporte, respectivamente.

b) Estado de situación financiera por segmentos -

	<u>Producción y comercialización (*) US\$000</u>	<u>Operaciones oleoducto US\$000</u>	<u>Unidades alquiladas y privatizadas US\$000</u>	<u>Total US\$000</u>
Al 31 de diciembre de 2018				
Activos				
Corrientes	2,745,057	267,563	3,466	3,016,086
No corrientes	<u>3,888,085</u>	<u>200,991</u>	<u>238,841</u>	<u>4,327,917</u>
Total activo	<u>6,633,142</u>	<u>468,554</u>	<u>242,307</u>	<u>7,334,003</u>
Pasivos				
Corrientes	2,273,861	43,653	25,153	2,342,667
No corrientes	<u>3,263,908</u>	<u>118</u>	<u>-</u>	<u>3,264,026</u>
Total pasivo	<u>5,537,769</u>	<u>43,771</u>	<u>25,153</u>	<u>5,606,693</u>
Al 31 de diciembre de 2017				
Activos				
Corrientes	2,285,586	28,504	5,081	2,319,171
No corrientes	<u>3,248,310</u>	<u>178,298</u>	<u>192,964</u>	<u>3,619,572</u>
Total activo	<u>5,533,896</u>	<u>206,802</u>	<u>198,045</u>	<u>5,938,743</u>
Pasivos				
Corrientes	2,166,106	91,597	8,544	2,266,247
No corrientes	<u>2,045,450</u>	<u>9,442</u>	<u>-</u>	<u>2,054,892</u>
Total pasivo	<u>4,211,556</u>	<u>101,039</u>	<u>8,544</u>	<u>4,321,139</u>

(*) Incluye refinерías, una estación de servicios, área comercial y oficina principal.

c) Estado de resultados por segmentos -

	<u>Producción y comercialización (*)</u> US\$000	<u>Operaciones oleoducto</u> US\$000	<u>Unidades alquiladas y privatizadas</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018				
Ingreso de actividades ordinarias:				
Venta neta de bienes	4,800,258	83,748	-	4,884,006
Prestación de servicios	<u>14,205</u>	<u>22,109</u>	<u>44,750</u>	<u>81,064</u>
Total ingresos de actividades ordinarias	<u>4,814,463</u>	<u>105,857</u>	<u>44,750</u>	<u>4,965,070</u>
Costo de ventas	(4,546,234)	(65,977)	(5,389)	(4,617,600)
Transferencias	(7,108)	7,108	-	-
Ganancia bruta	<u>261,121</u>	<u>46,988</u>	<u>39,361</u>	<u>347,470</u>
Gastos de ventas y distribución	(69,887)	(51)	(7,471)	(77,409)
Gastos de administración	(138,247)	(17,970)	(8)	(156,225)
Otros ingresos y gastos, neto	<u>109,149</u>	<u>(7,140)</u>	<u>(2)</u>	<u>102,007</u>
Ganancia operativa	<u>162,136</u>	<u>21,827</u>	<u>31,880</u>	<u>215,843</u>
Financieros netos	(36,419)	(2,135)	(14)	(38,568)
Ganancia antes de impuesto a la renta	<u>125,717</u>	<u>19,692</u>	<u>31,866</u>	<u>177,275</u>
Impuestos a las ganancias	(40,935)	(6,412)	(10,376)	(57,723)
Resultado del ejercicio	<u>84,782</u>	<u>13,280</u>	<u>21,490</u>	<u>119,552</u>
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017				
Ingreso de actividades ordinarias:				
Venta neta de bienes	3,974,111	5,181	-	3,979,292
Prestación de servicios	<u>22,888</u>	<u>3,390</u>	<u>46,004</u>	<u>72,282</u>
Total ingresos de actividades ordinarias	<u>3,996,999</u>	<u>8,571</u>	<u>46,004</u>	<u>4,051,574</u>
Costo de ventas	(3,492,930)	(38,774)	(5,389)	(3,537,093)
Transferencias	(191)	191	-	-
Ganancia (pérdida) bruta	<u>503,878</u>	<u>(30,012)</u>	<u>40,615</u>	<u>514,481</u>
Gastos de ventas y distribución	(65,168)	(5,038)	(5,038)	(70,206)
Gastos de administración	(156,641)	(22,319)	(24)	(178,984)
Otros ingresos y gastos, neto	<u>57,417</u>	<u>(31,675)</u>	<u>7,522</u>	<u>33,264</u>
Ganancia (pérdida) operativa	<u>339,486</u>	<u>(84,006)</u>	<u>43,075</u>	<u>298,555</u>
Financieros netos	(49,483)	(1,118)	109	(50,492)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto a la renta	<u>290,003</u>	<u>(85,124)</u>	<u>43,184</u>	<u>248,063</u>
Impuestos a las ganancias	(71,110)	19,329	(11,178)	(62,959)
Resultado del ejercicio	<u>218,893</u>	<u>(65,795)</u>	<u>32,006</u>	<u>185,104</u>

(*) Incluye refinerías, una estación de servicios, área comercial y oficina principal.

d) Información geográfica de ingresos -

Al 31 de diciembre, los ingresos por segmento se basan en la ubicación geográfica de los clientes:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Perú	4,450,327	3,657,830
Otros países	<u>514,743</u>	<u>393,744</u>
	<u>4,965,070</u>	<u>4,051,574</u>

6 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

6.1 Instrumentos financieros por categoría -

La clasificación de los activos y pasivos financieros por categoría es como sigue:

	Al 31 de diciembre de	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>
	US\$000	US\$000
Activos financieros según el estado de situación financiera		
Activos financieros al costo amortizado:		
- Efectivo y equivalente de efectivo	528,700	666,141
- Cuentas por cobrar comerciales	438,698	343,303
- Otras cuentas por cobrar (*)	<u>1,088,206</u>	<u>413,480</u>
	<u>2,055,604</u>	<u>1,422,924</u>
Pasivos financieros según el estado de situación financiera		
Otros pasivos financieros al costo amortizado:		
- Otros pasivos financieros	4,820,722	3,304,324
- Cuentas por pagar comerciales	529,801	772,247
- Otras cuentas por pagar (*)	<u>7,106</u>	<u>9,687</u>
	<u>5,357,629</u>	<u>4,086,258</u>
Instrumentos financieros derivados:		
- Otros pasivos a valor razonable (Nota 15)	<u>14,484</u>	<u>3,802</u>

(*) No incluye impuestos, pasivos laborales ni anticipos.

6.2 Calidad crediticia de los activos financieros -

La calidad crediticia de los activos financieros se encuentra revelado en la Nota 3.1.b).

De acuerdo con la información que suministra Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C. la calidad crediticia de las instituciones financieras en las que se mantiene efectivo en cuentas corrientes, fondos de liquidez y depósitos a plazo de discrimina como sigue:

	Al 31 de diciembre de	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>
	US\$000	US\$000
Efectivo y equivalente de efectivo -		
Cuentas corrientes:		
A+	45,698	60,358
A	<u>479,922</u>	<u>109,749</u>
	<u>525,620</u>	<u>170,107</u>
Fondos de liquidez:		
A	<u>3,050</u>	<u>496,000</u>
Otras cuentas por cobrar -		
Depósitos a plazo:		
A+	130,000	126,008
A	132,865	232
A-	<u>774,000</u>	<u>150,000</u>
	<u>1,036,865</u>	<u>276,240</u>

Las calificaciones de riesgo en el cuadro anterior de "A" y "A+" representan calificaciones de alta calidad. Para los bancos en el Perú, estas calificaciones de riesgo se obtienen de las agencias calificadoras de riesgo autorizadas por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS).

La calidad crediticia de los clientes se evalúa en tres categorías (calificación interna):

- A: clientes/partes vinculadas nuevos (menores a 6 meses),
- B: clientes/partes vinculadas existentes (con más de 6 meses de vínculo comercial) sin incumplimientos en el pasado, y
- C: clientes/partes vinculadas existentes (con más de 6 meses de vínculo comercial) con incumplimientos en el pasado.

<u>Al 31 de diciembre de</u>	
<u>2018</u>	<u>2017</u>
US\$000	US\$000

Cuentas por cobrar comerciales (Nota 8)

Contrapartes sin calificaciones de riesgo externa

A	65	171
B	426,783	83,554
C	11,850	259,578
	<u>438,698</u>	<u>343,303</u>

Otras cuentas por cobrar (Nota 9)

Contrapartes sin calificaciones de riesgo externa (excluye depósitos a plazo, crédito fiscal, anticipos, pagos a cuenta, otros tributos y cuentas deterioradas).

<u>Al 31 de diciembre de</u>	
<u>2018</u>	<u>2017</u>
US\$000	US\$000

A	11,955	130
B	23,861	20,706
C	282,748	194,307
	<u>318,564</u>	<u>215,143</u>

El saldo total de cuentas se encuentra conforme a los términos y condiciones del contrato, ninguna de ellas ha sido renegociada.

7 EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO

Este rubro comprende:

<u>Al 31 de diciembre de</u>	
<u>2018</u>	<u>2017</u>
US\$000	US\$000

Cuentas corrientes (a)	525,620	170,107
Fondos de liquidez (b)	3,050	496,000
Fondos fijos	30	34
	<u>528,700</u>	<u>666,141</u>

- (a) La Compañía mantiene efectivo depositado en instituciones financieras en la modalidad de cuentas corrientes en moneda nacional y en moneda extranjera. Los fondos de estas cuentas son de libre disponibilidad y devengan tasas de interés preferenciales, entre 0.25% y 2.46%.
- (b) Al 31 de diciembre de 2018, los fondos de liquidez son instrumentos de corto plazo en instituciones del exterior con rendimientos variables entre 2.29% y 2.45%, y son de disponibilidad inmediata sin fecha de vencimiento definida, los cuales serán utilizados en las actividades de inversión del PMRT en los meses siguientes.

8 CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
	US\$000	US\$000
Distribuidores mayoristas	239,987	203,314
Fondo de Estabilización de Precios - Ministerio de Energía y Minas (Nota 1-c)	82,472	50,126
Sector minero	32,108	24,914
Mercado externo	26,887	341
Comercializadoras de combustible	19,315	20,273
Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú	11,555	19,776
Negocios de aviación	7,451	7,007
Sector construcción	5,511	5,895
Empresas petroleras	3,687	5,681
Sector pesquero	2,513	-
Negocios marítimos	2,429	3,149
Sector transporte	2,373	1,364
Sector eléctrico	1,063	300
Sector industrial	926	579
Clientes varios	421	584
Cuentas de cobranza dudosa	<u>5,019</u>	<u>4,996</u>
	443,717	348,299
Menos - estimación de cobranza dudosa	<u>(5,019)</u>	<u>(4,996)</u>
	<u><u>438,698</u></u>	<u><u>343,303</u></u>

Cuentas por cobrar comerciales -

Los saldos de las cuentas por cobrar comerciales corresponden a facturas denominadas en soles y en dólares estadounidenses, originadas principalmente por la venta de productos refinados. Las cuentas por cobrar a las Fuerzas Armadas y a la Policía Nacional del Perú tienen un vencimiento de 45 días. Las cuentas por cobrar a los distribuidores mayoristas y otros clientes tienen vencimientos entre 7 y 45 días. Las cuentas por cobrar, de acuerdo con políticas internas de la Compañía, están garantizadas en su mayoría con cartas fianza o con otros instrumentos del sistema financiero nacional de acuerdo con la política de créditos aprobada por el Directorio.

Fondo de Estabilización de Precios - Ministerio de Energía y Minas -

El monto total por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, asciende a US\$102,379 miles y US\$68,008 miles, respectivamente, generados por las operaciones de compensaciones y aportes (Nota 2.24-b) el cual incluye, al 31 de diciembre de 2018, la Demanda de Amparo registrado en una cuenta de Reclamos por US\$17,173 miles (US\$17,882 miles al 31 de diciembre de 2017), clasificado, como otras cuentas por cobrar de largo plazo (Nota 9) y el monto por cobrar de US\$85,206 miles (US\$50,126 miles al 31 de diciembre de 2017).

Al 31 de diciembre, el movimiento del saldo total del rubro Fondo de Estabilización de Precios se explica como sigue:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Saldo inicial	50,126	23,696
Compensación de precios	60,170	47,406
Aportación de precios	(21,405)	(22,515)
Neto abonado a ingresos de actividades ordinarias (Nota 19)	38,765	24,891
Aportación generada por importación de productos	(2,734)	-
Diferencia tipo cambio	(3,685)	1,539
Saldo final	<u>82,472</u>	<u>50,126</u>

Pérdida esperada de cuentas por cobrar comerciales -

Para medir las pérdidas crediticias esperadas, la Compañía ha clasificado sus clientes de acuerdo a características de riesgo homogéneas que representan la capacidad de pago de cada segmento de clientes por los importes adeudados. Esta clasificación se ha realizado sobre la base de segmentos que representan riesgos específicos: sector mayorista, sector industrial, sector comercial y Fuerzas Armadas.

La Compañía considera apropiado excluir las cuentas por cobrar a mayoristas y comerciales debido a su alta liquidez y a que no ha existido una pérdida histórica incurrida.

Las tasas de pérdida esperada se basan en los perfiles de pago de las ventas en un periodo de 12 meses antes del 31 de diciembre de 2018, y las pérdidas crediticias históricas se ajustan para reflejar la información actual y prospectiva de factores macroeconómicos que afectan la capacidad de los clientes para liquidar las cuentas por cobrar comerciales.

Sobre esa base, la provisión para pérdidas al 31 de diciembre de 2018 y al 1 de enero de 2018 (tras la adopción de la NIIF 9) se determinó de la siguiente manera:

	<u>2018</u>			<u>2017</u>		
	<u>Tasa de pérdida esperada</u> %	<u>Monto bruto en libros</u> US\$000	<u>Pérdida esperada</u> US\$000	<u>Tasa de pérdida esperada</u> %	<u>Monto bruto en libros</u> US\$000	<u>Pérdida esperada</u> US\$000
Vigentes	0.01	354,397	32	0.01	220,675	24
De 1 a 30 días	0.48	831	4	0.27	12,870	35
De 31 a 60 días	0.54	373	2	0.29	2,101	6
De 61 a 90 días	0.68	147	1	0.30	5,312	16
De 91 a 120 días	-	43	-	0.52	33,837	176
De 121 a 150 días	-	-	-	0.56	1,963	11
De 151 a 180 días	-	1	-	0.65	1,681	11
De 181 a 210 días	1.69	59	1	0.97	8,106	79
De 211 a 240 días	5.88	17	1	1.72	582	10
De 241 a 270 días	-	-	-	2.08	5,915	123
De 271 a 300 días	-	-	-	14.75	644	95
De 301 a 330 días	67.31	52	35	56.98	179	102
De 331 a 360 días	92.44	119	110	100.00	43	43
Más de 360 días	92.84	5,206	4,833	100.00	4,265	4,265
Total (*)		<u>361,245</u>	<u>5,019</u>		<u>298,173</u>	<u>4,996</u>

(*) No incluye el Fondo de Estabilización de Precios.

El movimiento de la estimación de la pérdida esperada de las cuentas por cobrar comerciales fue el siguiente:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Saldo inicial	4,996	6,063
Pérdida esperada del año (Nota 22)	382	126
Diferencia de cambio	(229)	234
Recuperos	(130)	(1,427)
Saldo final	<u>5,019</u>	<u>4,996</u>

En opinión de la Gerencia, la estimación de la pérdida esperada reconocida en los estados financieros y las garantías solicitadas son suficientes para cubrir cualquier eventual riesgo en la recuperación de las cuentas por cobrar comerciales a la fecha del estado de situación financiera.

Las cuentas por cobrar comerciales vencidas, por las que no se espera pérdida están relacionadas con clientes independientes con los que se mantiene cartas fianzas y/o cuya deuda ha sido conciliada y se espera cobrar en el corto plazo, por lo cual la Gerencia no ha estimado una pérdida esperada por estas cuentas.

La estimación de la pérdida esperada para las cuentas por cobrar comerciales se incluye en el rubro gastos de ventas y administrativos en el estado de resultados integrales (Nota 22 - 23).

9 OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Este rubro comprende:

	<u>Al 31 de diciembre de</u>	
	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Corriente		
Reclamos a la Superintendencia de Administración Tributaria (a)	-	96,430
Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas (c)	385,735	259,822
Depósitos a plazo fijo (e)	1,036,865	276,240
Préstamos al personal	4,356	5,364
Anticipos otorgados a proveedores	9,279	6,622
Pagos por devolver de inversión de asociación con GeoPark	9,149	9,819
Diversas	10,373	6,930
Cuentas de cobranza dudosa (f)	<u>35,495</u>	<u>36,483</u>
	1,491,252	697,710
Menos - estimación para cuentas de cobranza dudosa	(35,495)	(36,483)
Parte corriente	<u>1,455,757</u>	<u>661,227</u>
No corriente		
Reclamos a la Superintendencia de Administración Tributaria (a)	9,613	27,777
Reclamos por Fondo de Estabilización de Precios - Ministerio de Energía y Minas (Nota 1-c) (b)	17,173	17,882
Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas, largo plazo (d)	209,563	163,310
Reclamos a terceros largo plazo	677	815
Otros tributarios, largo plazo	<u>4,725</u>	<u>5,384</u>
Parte no corriente	<u>241,751</u>	<u>215,168</u>

(a) Reclamos a la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT) -

Corresponden principalmente a reclamos relacionados a acotaciones por el Turbo A-1 (combustible destinado exclusivamente a la actividad aeronáutica) surgidos por el Decreto Supremo N° 186-002-EF, que estableció la inafectación del ISC a las ventas de Turbo A-1 destinadas a las actividades aeronáuticas en general. Al respecto, la Compañía considera ilegal restringirlas a aquellas ventas realizadas por entidades con fines de lucro, ya que finalmente fueron destinadas a empresas de aviación en virtud de contratos particulares.

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Expediente N° 02529-2010-2-1801-JR-CA-14(i)	-	36,984
Expediente N° 07873-2012-0-1801-JR-CA-13 (ii)	-	59,446
Expediente N° 00114-2012-1801-JR-CA-07 (iii)	-	18,316
Expediente N° 03490-2012-0-1801-JR-CA-08 (iv)	972	810
Expediente N° 17806-2012 (v)	<u>8,641</u>	<u>8,651</u>
	<u>9,613</u>	<u>124,207</u>

- (i) En abril de 2011, la Administración Tributaria efectuó un embargo preventivo por US\$36,656 miles (equivalente a S/120,012 miles) por Impuesto Selectivo al Consumo (en adelante, ISC) dejados de pagar por la Compañía en la importación del combustible Turbo A-1, realizado en 2003. Con fecha 31 de mayo de 2017, se notificó el Dictamen Fiscal N°626-2017-MP-FN-FSCA mediante el cual el Fiscal Supremo declara infundados los recursos de casación presentados por la Administración Tributaria.

Mediante Sentencia de fecha 5 de octubre de 2017, la Corte Suprema declaró infundados los recursos de casación presentados por la Administración Tributaria (Casación N° 0397-2016). La expectativa de la Compañía y de los abogados asesores es alta la de recuperar el reclamo en el corto plazo.

Mediante Resolución de División N°000 323300/2018-000110 de fecha 25 de julio de 2018 la SUNAT aprobó la devolución del ISC indebidamente pagado por la Compañía por la suma de US\$74,989 miles (equivalente a S/245,439 miles), que incluye los intereses por US\$38,333 miles (equivalente a S/125,427 miles), reconocidos en el rubro de otros ingresos en el estado de resultados integrales (Nota 25).

- (ii) En febrero de 2013 la Compañía pagó US\$55,693 miles (equivalente a S/180,723 miles) por concepto de ISC y multas del año 2004 y en julio de 2013 pagó US\$3,753 miles (equivalente a S/12,179 miles) correspondientes al ISC de octubre 2004, en atención a las resoluciones de cobranza coactiva emitidas por la Administración Tributaria. Mediante sentencia de fecha 27 de setiembre de 2017, la Corte Suprema declaró infundados los recursos de casación presentados por la Administración Tributaria, siendo notificada a la Compañía el 21 de noviembre de 2017 (Casación N° 3644-2016). En diciembre de 2017, la Compañía solicitó la devolución de los importes pagados a la Administración Tributaria.

Mediante las Resoluciones de Intendencia N° 012-180-0015915/SUNAT y N° 012-180-0015914/SUNAT de fecha 14 de febrero de 2018, se aprueba la devolución por un total de US\$101,967 miles (equivalente a S/332,044 miles), correspondiente a la devolución del reclamo del Expediente N° 07873-2012-0-1801-JR-CA-13. Las devoluciones obtenidas incluyen intereses por US\$42,813 miles (equivalente a S/139,142 miles), reconocidos en el rubro de otros ingresos en el estado de resultados integrales (Nota 25).

- (iii) En julio y agosto de 2013, la Compañía pagó US\$18,000 miles (equivalente a S/59,434 miles) por concepto de Impuesto General a las ventas (en adelante, IGV) e ISC del año 2005. Mediante sentencia de fecha 30 de noviembre de 2017, la Corte Suprema declaró infundados los recursos de casación presentados por la Administración Tributaria (Casación N° 3791-2016).

Mediante Resoluciones de Intendencia N°012-180-0017743/SUNAT, 012-180-0017751/SUNAT, 012-180-0017742/SUNAT y 012-180-0017752/SUNAT de fecha 12 de noviembre de 2018 la SUNAT aprobó la devolución de US\$31,251 miles (equivalente a S/105,077 miles) respecto del IGV e ISC que gravaron incorrectamente las ventas de combustible Turbo A-1 realizadas en el año 2005. Las devoluciones obtenidas incluyen intereses por US\$13,678 miles (equivalente a S/45,642 miles), reconocidos en el rubro de otros ingresos en el estado de resultados integrales (Nota 25).

- (iv) En febrero de 2013, la Compañía pagó US\$777 miles (equivalente a S/2,627 miles) por los reparos efectuados por supuestas omisiones de pagos de ISC del año 2002. Mediante Resolución de Intendencia N° 012-180-0017009/SUNAT de fecha 16 de julio de 2018, la SUNAT aprobó la devolución de US\$195 miles (equivalente a S/656 miles) correspondiente al ISC de noviembre del año 2002 aprobando un importe total de devolver ascendente a S/1,199 miles.

Con fecha 13 de agosto de 2018 SUNAT emitió la Resolución de Intendencia 012-180-0017018 que declaró improcedente la devolución de S/2,627 miles. Posteriormente, dicha Resolución fue reclamada ante SUNAT y resuelta en forma desfavorable para la Compañía mediante Resolución de Intendencia 0150140014459 de fecha 31 de octubre de 2018. Al 31 de diciembre de 2018, se encuentra pendiente interponer Recurso de Apelación contra esta última resolución.

- (v) En noviembre de 2012, la Compañía pagó el importe de US\$8,651 miles (equivalente a S/29,197 miles), en atención a diversas Resoluciones de Determinación y Multa emitidas por supuestas omisiones del pago de ISC e IGV correspondientes al año 2007. Al 31 de diciembre de 2018, el proceso se mantiene pendiente de resolución por la Sala 4 del Tribunal Fiscal, signado con Expediente N°17806-2012. La expectativa de la Compañía y la de los abogados asesores de recuperar el reclamo es alta, basado en la resolución de otros reclamos similares que resultaron favorables. Este monto equivale a US\$8,641 miles al tipo de cambio de cierre.

(b) Reclamo del Fondo de Estabilización de Precios al Ministerio de Energía y Minas -

En abril de 2010, la DGH emitió la Resolución Directoral 075-2010-EM/DG donde dispuso que los productores e importadores de combustibles rectifiquen sus declaraciones juradas semanales presentadas desde agosto de 2008 y apliquen, en forma retroactiva, los valores de referencia establecidos en dicha Resolución. Ante esto, la Compañía, basada en la opinión de la Gerencia y de sus abogados, interpuso una acción de amparo ante el Segundo Juzgado Constitucional de Lima, por considerar esta resolución inconstitucional. Dicha acción fue signada con el Expediente N°21022-2010-0-1801-JR-CI-02.

Con fecha 28 de noviembre de 2018 se ha emitido la Sentencia contenida en la Resolución N°16 mediante la cual el Segundo Juzgado Especializado Constitucional de Lima resuelve declarar improcedente la demanda. Al 31 de diciembre de 2018 se encuentra pendiente de ser notificada a PETROPERÚ S.A. dicha sentencia a fin proceder a interponer el correspondiente recurso de apelación.

En opinión de la Gerencia, y basándose en los informes de sus asesores legales externos, una vez concluido el proceso judicial en todas sus instancias, el resultado será favorable a la Compañía, y permitirá recuperar la totalidad del saldo registrado que asciende a US\$17,173 miles al 31 de diciembre de 2018 (US\$17,882 miles al 31 de diciembre de 2017).

(c) Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas e impuesto a las ganancias, corto plazo -

Al 31 de diciembre de 2018, corresponde principalmente al Impuesto General a las Ventas de operaciones por US\$244,768 miles (equivalente a S/827,070 miles), Impuesto General a las ventas del PMRT por un monto de US\$53,547 miles (equivalente a S/180,936 miles) y crédito fiscal por pagos a cuenta del impuesto a la renta por US\$87,195 miles (equivalente a S/294,631 miles), los cuales se recuperarán en el corto plazo mediante las operaciones y vía el régimen de recuperación anticipada del IGV.

Durante el 2018, la SUNAT aprobó la devolución del IGV por US\$44,002 miles, el mismo que fue solicitado por la Compañía mediante el régimen de la recuperación anticipada. Al 31 de diciembre de 2017, corresponde principalmente al Impuesto General a las Ventas de operaciones por US\$162,133 miles (equivalente a S/526,126 miles), Impuesto General a las ventas del PMRT por un monto de US\$91,614 miles (equivalente a S/297,288 miles) e Impuesto Selectivo al Consumo por US\$6,074 miles (equivalente a S/19,711 miles).

(d) Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas, largo plazo -

Corresponde al saldo a favor del IGV pagado por la adquisición de bienes y servicios relacionados principalmente con el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara que ascienden a US\$157,028 miles (equivalente a S/530,599 miles) y el IGV por operaciones que asciende a US\$52,535 miles (equivalente a S/177,513 miles). Este saldo a favor de crédito fiscal no tiene plazo de expiración. La Compañía espera recuperar este crédito fiscal mediante el régimen de recuperación anticipada.

(e) Depósitos a plazo fijo -

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Compañía mantiene depósitos a plazos en bancos extranjeros con vencimientos menores a 90 días; no obstante, la Gerencia prevé renovar el plazo de dichos depósitos por un periodo mayor a 90 días.

(f) Pérdida esperada de otras cuentas por cobrar -

Sobre esa base, la provisión para pérdidas al 31 de diciembre de 2018 y al 1 de enero de 2018 (tras la adopción de la NIIF 9) se determinó de la siguiente manera:

	2018			2017		
	Tasa de pérdida esperada %	Monto bruto en libros US\$000	Pérdida esperada US\$000	Tasa de pérdida esperada %	Monto bruto en libros US\$000	Pérdida esperada US\$000
Vigentes	2.15	9,821	10	1.13	6,571	74
De 1 a 30 días	19.75	562	111	7.48	254	19
De 31 a 60 días	28.00	75	21	14.29	28	4
De 61 a 90 días	40.00	45	18	16.67	6	1
De 91 a 120 días	50.00	22	11	21.88	128	28
De 121 a 150 días	50.00	4	17	50.00	2	1
De 151 a 180 días	60.71	28	2	76.47	17	13
De 181 a 210 días	66.67	3	2	80.00	15	12
De 211 a 240 días	81.82	11	19	90.91	11	10
De 241 a 270 días	88.89	9	8	91.49	646	591
De 271 a 300 días	90.48	21	9	93.15	73	68
De 331 a 360 días	100.00	654	654	100.00	26	26
Más de 360 días	100.00	34,613	34,613	100.00	35,636	35,636
Total (*)		<u>45,868</u>	<u>35,495</u>		<u>43,413</u>	<u>36,483</u>

(*) Sólo incluye otras cuentas por cobrar diversas.

La pérdida esperada está relacionada principalmente a reclamos realizados a las municipalidades por concepto de impuestos prediales y arbitrios, los cuales la probabilidad de recupero es baja. Al 31 de diciembre, el movimiento de la provisión por la pérdida esperada es el siguiente:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Saldo inicial	36,483	33,259
Pérdida esperada (Nota 23)	553	3,218
Diferencia de cambio	(723)	627
Recuperos	(620)	(573)
Castigos	(198)	(48)
Saldo final	<u>35,495</u>	<u>36,483</u>

10 INVENTARIOS

Este rubro comprende:

	<u>Al 31 de diciembre de</u>	
	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Petróleo crudo	54,878	118,317
Productos refinados:		
En proceso	220,811	219,701
Terminados	187,464	203,432
Productos refinados adquiridos	93,173	63,844
Inventarios en tránsito	18,075	22,314
Suministros	17,199	17,518
	<u>591,600</u>	<u>645,126</u>
Menos - Estimación para desvalorización de suministros	(1,063)	(1,515)
	<u>590,537</u>	<u>643,611</u>

En el año 2018 el costo de los inventarios reconocidos como gasto e incluidos en el costo de ventas ascendió a US\$4,304,606 miles (US\$3,241,227 miles en el año 2017) que equivalen al costo de ventas menos los gastos operativos de producción (Nota 21).

Al 31 de diciembre de 2018, el precio del crudo tuvo una tendencia a la baja, cerrando su cotización en US\$45.33 por barril (US\$60.42 por barril al 31 de diciembre de 2017). El precio promedio durante el mes de diciembre de 2018 fue de US\$49.53 por barril (US\$57.94 por barril en el mes de diciembre de 2017).

El movimiento de la provisión para desvalorización de suministros se explica como sigue:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Saldo inicial	(1,515)	(1,507)
Desvalorización suministros	(591)	(8)
Recupero	1,043	-
	<u>(1,063)</u>	<u>(1,515)</u>

Esta provisión se ha reconocido como resultado de analizar el valor neto realizable de los inventarios, tomando en cuenta la expectativa de flujo neto que se obtendrá de su venta o consumo, teniendo en cuenta además su condición física. Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Gerencia considera que el importe provisionado refleja el riesgo de desvalorización de todos sus inventarios tanto por obsolescencia física como por valor neto realizable.

PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

Este rubro comprende:

	Terrenos US\$000	Edificios y otras construcciones US\$000	Maquinaria y equipo US\$000	Unidad de transporte US\$000	Muebles y enseres US\$000	Equipos diversos y de cómputo US\$000	Equipos fuera de uso US\$000	Unidades por recibir US\$000	Obras en curso US\$000	Inversiones adicionales US\$000	Total US\$000
Año 2017											
Saldo inicial del costo neto en libros	198,607	135,497	592,715	21,570	3,871	39,550	13,674	122	2,100,342	15,554	3,121,502
Costo	-	(81,327)	(274,666)	(16,341)	(3,184)	(23,698)	(13,674)	-	-	-	(412,890)
Depreciación acumulada	-	-	(43,331)	-	-	-	-	-	-	-	(43,331)
Deterioro acumulado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo neto	<u>198,607</u>	<u>54,170</u>	<u>274,718</u>	<u>5,229</u>	<u>687</u>	<u>15,852</u>	<u>-</u>	<u>122</u>	<u>2,100,342</u>	<u>15,554</u>	<u>2,665,281</u>
Año 2018											
Saldo inicial del costo neto en libros	198,607	54,170	274,718	5,229	687	15,852	-	122	2,100,342	15,554	2,665,281
Adiciones	-	534	4,788	-	-	1,551	-	-	609,112	22,135	638,120
Retiros	(549)	(1)	(4,709)	(152)	-	(38)	(1,710)	-	-	-	(7,159)
Transferencias	858	47,043	54,049	2,690	338	7,429	1,903	-	(108,532)	(5,778)	-
Reclasificaciones	(2)	-	(121)	3	-	15	-	-	(23)	-	(128)
Reversión deterioro	-	-	31,790	-	-	-	-	-	-	-	31,790
Depreciación del año	-	(5,959)	(30,306)	(1,863)	(307)	(2,949)	(468)	-	-	-	(41,852)
Depreciación de retiros	-	1	3,505	104	-	37	1,710	-	-	-	5,357
Transferencias de depreciación	-	4	558	108	-	753	(1,435)	-	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2017	<u>198,914</u>	<u>95,792</u>	<u>334,272</u>	<u>6,119</u>	<u>730</u>	<u>22,650</u>	<u>-</u>	<u>122</u>	<u>2,600,899</u>	<u>31,911</u>	<u>3,291,409</u>
Costo	198,914	183,073	646,722	29,111	4,209	48,507	13,867	122	2,600,899	31,911	3,752,335
Depreciación acumulada	-	(87,281)	(300,909)	(22,992)	(3,479)	(25,857)	(13,867)	-	-	-	(449,385)
Deterioro acumulado	-	-	(11,541)	-	-	-	-	-	-	-	(11,541)
Al 31 de diciembre de 2017	<u>198,914</u>	<u>95,792</u>	<u>334,272</u>	<u>6,119</u>	<u>730</u>	<u>22,650</u>	<u>-</u>	<u>122</u>	<u>2,600,899</u>	<u>31,911</u>	<u>3,291,409</u>
Año 2018											
Saldo inicial del costo neto en libros	198,914	95,792	334,272	6,119	730	22,650	-	122	2,600,899	31,911	3,291,409
Adiciones	3,900	-	-	-	-	-	-	-	694,117	26,280	724,297
Capitalizaciones	962	12,850	53,680	647	511	10,048	3,892	(96)	(42,666)	(35,836)	-
Retiros	(661)	(3,505)	(1,383)	(1,564)	(60)	(3)	(3,892)	-	-	-	(11,068)
Transferencias	-	-	(1,136)	(4,732)	(107)	(1,442)	(7,417)	-	-	-	-
Reclasificaciones a activos mantenidos para la venta	(1,963)	90	(90)	-	-	-	-	-	-	-	(1,963)
Reversión deterioro	-	-	11,536	(1,646)	(395)	(3,485)	(414)	-	-	-	11,536
Depreciación del año	-	(6,578)	(30,472)	(1,646)	(57)	(2)	(3,892)	-	-	-	(42,890)
Depreciación de retiros	-	-	1,292	1,557	57	2	3,892	-	-	-	6,800
Transferencias de depreciación	-	-	1,014	4,488	105	1,397	(7,004)	-	-	-	-
Deterioro de activos en comodato	-	-	(304)	-	-	-	-	-	-	-	(304)
Ajustes	124	(810)	429	25	163	(156)	1	(26)	989	-	739
Al 31 de diciembre de 2018	<u>201,276</u>	<u>97,839</u>	<u>368,838</u>	<u>4,694</u>	<u>1,004</u>	<u>29,011</u>	<u>17,463</u>	<u>-</u>	<u>3,253,339</u>	<u>22,255</u>	<u>3,978,456</u>
Costo	201,276	191,725	696,018	18,459	4,506	56,891	17,463	-	3,253,339	22,255	4,461,932
Depreciación acumulada	-	(93,886)	(326,871)	(13,565)	(3,502)	(27,880)	(17,463)	-	-	-	(483,167)
Deterioro acumulado	-	-	(309)	-	-	-	-	-	-	-	(309)
Al 31 de diciembre de 2018	<u>201,276</u>	<u>97,839</u>	<u>368,838</u>	<u>4,694</u>	<u>1,004</u>	<u>29,011</u>	<u>17,463</u>	<u>-</u>	<u>3,253,339</u>	<u>22,255</u>	<u>3,978,456</u>

(i) Principales proyectos -

a) Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara - PMRT -

Tiene como objetivo el desarrollo tecnológico que involucra la construcción de nuevas instalaciones industriales, la modernización y la ampliación de las existentes para lograr lo siguiente:

- i) La producción de Diesel y de Gasolinas con menos de 50 ppm (partes por millón) de azufre.
- ii) El incremento de la capacidad de producción de la refinería de 65 a 95 mil bpd (barriles por día).
- iii) El procesamiento de crudos pesados y más económicos para la producción de combustibles livianos de mayor valor comercial.

A continuación, se detalla al 31 de diciembre de 2018 el estado del proyecto:

- Avance Integral

- El Avance Físico Integral del PMRT: 71.15% Real vs 96.04% Programado.
- El avance reportado, tiene como línea base la culminación del Proyecto en junio 2019, sin embargo, será actualizado una vez se efectúe la aprobación del nuevo Cronograma Integral del Proyecto, que incluirá el Cronograma de Unidades Auxiliares y Trabajos Complementarios ya aprobado y la nueva línea base de los Contratos EPC con Técnicas Reunidas.

La composición del costo total estimado del proyecto comparado con los desembolsos incurridos se detalla a continuación:

	<u>31 de diciembre de 2018</u>		<u>Presupuesto total</u>	
	<u>Desembolsos</u>	<u>Porcentaje</u>	<u>Planificado</u>	<u>Porcentaje</u>
	<u>US\$000</u>	<u>%</u>	<u>US\$000</u>	<u>%</u>
Técnicas Reunidas (TR) -				
Unidades de proceso	2,212,893	82.40	2,685,400	53.71
Consorcio Cobra SCL -				
Unidades auxiliares	70,774	9.20	765,300	15.30
Obras complementarias	92,519	31.80	290,600	5.81
Otros -				
Supervisión	175,158	63.90	274,000	5.48
Gestión	102,538	43.70	234,500	4.69
Contingencias	-	-	55,000	1.10
Intereses por financiamiento	235,706	33.90	695,000	13.90
	<u>2,889,588</u>		<u>4,999,800</u>	<u>100</u>

	<u>31 de diciembre de 2017</u>		<u>Presupuesto total</u>	
	<u>Desembolsos</u>	<u>Porcentaje</u>	<u>Planificado</u>	<u>Porcentaje</u>
	<u>US\$000</u>	<u>%</u>	<u>US\$000</u>	<u>%</u>
Técnicas Reunidas (TR) -				
Unidades de proceso	2,009,800	73.61	2,730,300	50.53
Ordenes de cambio aprobadas	610	43.46	1,400	0.03
Consortio Cobra SCL -				
Unidades auxiliares	-	-	891,100	16.49
Obras complementarias	67,740	30.04	225,500	4.17
Otros -				
Gestión	199,700	44.08	453,000	8.38
Provisión por órdenes de cambio	-	-	74,400	1.38
Intereses por financiamiento	<u>139,860</u>	13.60	<u>1,028,000</u>	<u>19.02</u>
	<u>2,417,710</u>		<u>5,403,700</u>	<u>100</u>

- Avance EPC Unidades Auxiliares y Trabajos Complementarios - Contrato con Consorcio Cobra SCL UA&TC

- El avance integral del Contrato EPC con el Consorcio Cobra SCL UA&TC es de 9.92% Real vs 12.70% Programado.
- El 29 de octubre de 2018, se canceló la primera factura de Cobra SCL por US\$24,500 miles.
- Cobra SCL continúa con los trabajos de ingeniería de detalle y trabajos previos de construcción.
- El avance de Ingeniería fue de 38.22% Real vs 52.32% Programado.
- El avance de Procura fue de 8.73% Real vs 14.95% Programado.
- El avance de Construcción fue de 1.67% Real vs 6.93% Programado.

- Avance EPC Unidades de Proceso - Contrato con Técnicas Reunidas (TR)

- TR continúa desarrollando las actividades de Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (EPC), con un avance de 89% Real vs 92.76% Programado.
- Avance de la ingeniería ascendió a 100% Real vs 100% Programado.
- Avance de procura de equipos ascendió a 99.81% Real vs 100% Programado.
- Avance de Construcción ascendió a 83.98% Real vs 93.68% Programado.

- Gestión

Estructura financiera del PMRT:

- Emisión internacional de bonos por US\$2,000,000 miles, colocados en junio 2017.
- Préstamo CESCE US\$1,300,000 miles. En enero 2018 se firmó el préstamo CESCE, en noviembre 2018 se efectuó el desembolso por US\$1,236,717 miles.
- Emisión internacional de bonos por US\$600,000 miles estimado para fines del 2019.
- Recursos propios por US\$775 miles.
- Aporte de capital por US\$325 miles.

PMC (Project Management Consultancy):

- Continúa el servicio de supervisión del Proyecto a cargo del Consorcio PMC Talara (CPT).

PMO (Project Management Office):

- Continúa el servicio de Oficina de Gestión de Proyectos a cargo del Consorcio Deloitte Talara.
- Gestión Social y Comunicaciones

Colegio Federico Villarreal:

- El 29 de setiembre de 2018 se culminó con la construcción del Colegio Federico Villarreal, el cual entró en funcionamiento en noviembre de 2018.

Plan de Comunicaciones:

- El 26 de noviembre de 2018 se realizó la Audiencia Pública, donde se reforzaron mensajes claves sobre los compromisos indicados en el PRC como parte de MEIA del PMRT.

Programa de Mano de Obra Local:

- Al 31 de diciembre de 2018 la mano de obra ascendió a 3,394 puestos de trabajo. La mano de obra local no calificada tuvo una participación del 86%, superando el mínimo establecido en el EIA (70%), en tanto, la mano de obra calificada local tuvo una participación de 39%.

Se espera el inicio de las operaciones para el año 2021.

b) Proyecto de Instalación y Operación del Nuevo Terminal Ilo -

Consiste en la construcción, instalación y puesta en marcha de un nuevo Terminal de Abastecimiento en Ilo, para la recepción, almacenamiento y despacho de combustibles (Diesel, Gasolina y Gasohol), a fin de atender la demanda en su zona de influencia.

Al 31 de diciembre de 2018, el estado del proyecto se detalla como sigue:

- La inversión estimada asciende a US\$48,100 miles, de los cuales se ha desembolsado al 22%. El avance físico global del proyecto ascendió a 52.3% Real vs 53.3% Programado.
- El servicio de ingeniería, procura y construcción (EPC) a cargo de la empresa Felguera y la supervisión a cargo del Consorcio Supervisor Ilo presenta un avance físico de 38% Real vs 53.3% Programado.
- La ingeniería de Detalle y la Procura, ascienden a 74% y 39%, respectivamente. A la fecha, se adjudicó el contrato de automatización de la planta (MAC), la construcción de cercos, obras civiles, geomembranas y montaje de tanque.
- El servicio de supervisión de la obra presenta un avance de 75% y se encuentra a cargo del Consorcio Supervisor Ilo, cuyo contrato fue ampliado hasta enero 2019, acorde con la ejecución del servicio de EPC.
- Con respecto a la gestión social se culminó con la reparación de pista Av. Mariano Lino Urquieta con la conformidad de la Municipalidad Provincial de Ilo.
- Al 31 de diciembre de 2018 los costos activados ascienden a US\$10,677 miles (US\$2,254 miles al 31 de diciembre de 2017).

c) Planta de Ventas Puerto Maldonado (1ra Etapa) -

Consiste en la construcción de una Planta de Ventas en Puerto Maldonado, para el despacho de Diesel B5 y Gasolinas.

Al 31 de diciembre de 2018, el estado del proyecto se detalla como sigue:

- Mediante Acuerdo de Directorio N° 120-2018-PP del 20 de diciembre de 2018 se aprobó la reevaluación del monto del proyecto ascendente a US\$19,300 miles (S/65,200 miles).
- Se culminó con la ingeniería de detalle, que fue realizada por el contratista NOOVI S.A.C. En el caso de la construcción, aún se están elaborando las condiciones técnicas y MER para contratar la ejecución de movimiento de tierras.

(ii) Concesión de terminales -

El objeto de los Contratos de Operación de Terminales es contratar a los operadores para llevar a cabo a su exclusiva responsabilidad, costo y riesgo la operación de los terminales norte, centro y sur; asimismo, dentro del plazo del contrato se establece la ejecución de inversiones comprometidas y adicionales. La operación de los terminales comprende las actividades de recepción, almacenamiento y despacho de hidrocarburos; incluye el mantenimiento y el cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y ambiente.

El mantenimiento de los activos en concesión, está previsto dentro de los respectivos contratos de operación, los que establecen que los activos, al término de los contratos, deberán ser devueltos en las mismas condiciones en que fueron entregados, siendo aceptados únicamente con el desgaste normal de uso.

Durante el 2014, se llevó a cabo el concurso público para seleccionar a los Operadores de los Terminales Norte, Centro y Sur; otorgándose la Buena Pro para los Terminales del Norte y del Centro al consorcio Terminales del Perú, conformado por las empresas Graña y Montero Petrolera S.A. y Oiltanking Perú S.A.C., suscribiéndose los respectivos Contratos de Operación por un periodo de 20 años, los cuales se encuentran vigentes hasta el 31 de octubre de 2034 (Terminales Norte) y el 1 de setiembre de 2034 (Terminales del Centro).

Las condiciones de los acuerdos incluyen ejecutar inversiones adicionales por el monto aproximado de US\$83,116 miles (Terminales Norte) y US\$102,842 miles (Terminales Centro) e inversiones comprometidas por US\$18,390 miles (Terminales Norte) y US\$18,766 miles (Terminales Centro).

Teniendo en cuenta que el Concurso Público para seleccionar al operador de los Terminales del Sur fue declarado desierto, se suscribió con Consorcio Terminales, conformado por Graña y Montero Petrolera S.A. y Oiltanking Perú S.A.C., el 5 de setiembre de 2014 la Adenda al Contrato de Operación para los Terminales del Sur, a fin de prorrogar la vigencia del contrato por el plazo comprendido entre el 2 de agosto de 2014 al 1 de agosto de 2015, estableciéndose las condiciones para la prórroga, necesaria para la realización de un nuevo concurso. El 31 de julio de 2015, se celebró una adenda adicional, con el objeto de prorrogar el Contrato de Operación para los Terminales del Sur por el plazo comprendido entre el 2 de agosto de 2015 y el 1 de agosto de 2017. Las condiciones negociadas en este documento incluyen el pago, por parte del operador al contratante, la suma de US\$1 millón (registrado como otros ingresos en el estado de resultados integrales en el 2015) por concepto de suscripción de prórroga; así como a ejecutar inversiones adicionales por el monto aproximado de US\$25,000 miles, de acuerdo al Programa de Inversiones Adicionales.

El 28 de junio de 2017, se celebró una adenda adicional, con el objeto de prorrogar el Contrato de Operación para los Terminales del Sur por el plazo comprendido entre el 2 de agosto de 2017 y el 1 de agosto de 2018. Las condiciones negociadas en este documento incluyen el pago, por parte del

operador al contratante, la suma de US\$625 miles por concepto de suscripción de prórroga; así como a ejecutar inversiones adicionales por el monto aproximado de US\$10,000 miles, de acuerdo al Programa de Inversiones Adicionales. No se incluyó la ejecución de inversiones comprometidas.

El 23 de julio de 2018, se celebró una adenda adicional, con el objeto de prorrogar el Contrato de Operación para los Terminales del Sur por el plazo comprendido entre el 2 de agosto de 2018 y el 1 de agosto de 2019. Las condiciones negociadas en este documento incluyen el pago, por parte del operador al contratante, la suma de US\$625 miles por concepto de suscripción de prórroga; así como a ejecutar inversiones adicionales por el monto aproximado de US\$10,000 miles, de acuerdo al Programa de Inversiones Adicionales. No se incluyó la ejecución de inversiones comprometidas.

Al 31 de diciembre de 2018, se encuentra en proceso el Concurso Público para seleccionar al nuevo Operador para los Terminales del Sur.

Al 31 de diciembre de 2018 los valores netos en libros de los activos en concesión de los terminales ascienden a US\$133,423 miles (US\$80,446 miles al 31 de diciembre de 2017), incluidos principalmente en el rubro de terrenos y maquinaria y equipo.

(iii) Seguros -

Los activos y las operaciones de PETROPERÚ S.A. están asegurados por una póliza de seguro integral que cubre lo siguiente:

- a) Póliza de propiedad y lucro cesante por un monto asegurado de US\$650,000 miles con valor declarado de US\$6,503,000 miles.
- b) Póliza de sabotaje y terrorismo por un monto asegurado de US\$650,000 miles con valor declarado de activos de US\$6,586,000 miles.
- c) Póliza de responsabilidad civil general comprensiva por un monto asegurado de US\$100,000 miles; y
- d) Póliza de responsabilidad civil de aviación por un monto asegurado de US\$500,000 miles.

(iv) Depreciación -

El cargo a resultados por la depreciación del año de propiedad, planta y equipo se distribuye entre los siguientes centros de costo:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Costo de ventas (Nota 21)	28,520	29,343
Gastos de venta y distribución (Nota 22)	8,824	7,291
Gastos de administración (Nota 23)	<u>5,646</u>	<u>5,218</u>
	<u>42,990</u>	<u>41,852</u>

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Compañía no ha otorgado ningún elemento de su activo fijo en garantía de préstamos.

El costo bruto de los activos totalmente depreciados en uso al 31 de diciembre de 2018 asciende a US\$142,776 miles (US\$91,009 miles al 31 de diciembre de 2017).

(v) Principales adiciones relacionados a obras en curso -

Durante el año 2018, las adiciones de obras en curso principalmente corresponden al EPC, PMC, PMO y Servicios Auxiliares del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara que asciende a US\$390,997 miles equivalente a S/1,293,436 miles (US\$426,656 miles equivalente a S/1,380,000

miles en el año 2017); anticipos otorgados a Consorcio Cobra SCL UA&TC por US\$87,403 miles y otras adiciones de otras obras en curso, que individualmente son menores a US\$1,000 miles, por US\$111,381 miles (equivalente a S/368,520 miles).

Adicionalmente, los costos por préstamos capitalizados durante el 2018 relacionados con el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara ascendieron a US\$102,204 miles equivalente a S/335,258 miles (US\$74,663 miles equivalente a S/242,314 miles durante el año 2017).

(vi) Retiro de activos -

Al 31 de diciembre de 2018, el retiro de activos incluye principalmente el costo de la edificación del ex colegio Federico Villareal por US\$3,505 miles equivalente a S/11,670 miles y el costo del terreno Sub Lote 1-B / Ex Campo Ferial Municipal de Talara por US\$661 miles equivalente a S/2,220 miles, según autorización indicada en el Acuerdo de Directorio N° 096-2016-PP de fecha 30 de noviembre de 2016.

(vii) Deterioro de activos -

a) Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) -

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía ha realizado la prueba de deterioro de la UGEs: (i) Producción y comercialización y (ii) Operaciones Oleoducto.

La prueba de deterioro ha sido realizada comparado el importe recuperable de las UGEs con el valor en libros de los activos de las mismas. La UGE corresponde al menor grupo identificable de activos, capaz de generar flujos de efectivo a favor de la Compañía. La Gerencia ha determinado el valor recuperable de las UGEs mediante la estimación de su valor en uso. Los supuestos claves utilizados en el cálculo del valor en uso se señalan a continuación:

Producción y comercialización -

- Flujos operacionales generados por las refinerías Talara, Iquitos y Conchán. Las proyecciones de flujos de efectivo comprenden todos los flujos de efectivo que se espera generar en el curso normal de los negocios. Todos los activos relevantes han sido asignados a la UGE.
- Estas refinerías han establecido sinergias significativas entre ellas, mediante las cuales transfieren productos en proceso, en ausencia de un mercado activo en la que puedan ser comercializados; de manera que se obtengan mayores ingresos y ahorros significativos.
- Horizonte de proyección de 10 años y a perpetuidad. El cálculo de la perpetuidad no considera una tasa de crecimiento en el largo plazo. Las proyecciones consideran que la Unidad de Destilación Primaria, Unidad de Destilación al Vacío y Unidad de Craqueo Catalítico de la refinería Talara operarán hasta noviembre de 2019, mes en que se iniciarán los trabajos de interconexión para el inicio de operaciones de la nueva refinería Talara en el año 2021. La Gerencia considera apropiado utilizar un periodo de proyección de 10 años ya que cuentan con la información de soporte para dichos fines.
- Proyecciones no incluyen flujos de ingresos y salidas de actividades de financiamiento.
- Tasa de descuento antes de impuestos afectada por los riesgos específicos de la UGE y de las evaluaciones vigentes del mercado sobre el valor del dinero en el tiempo.
- Los costos y gastos proyectados se basan en los gastos presupuestados para el 2019 preparados por la Gerencia.
- Pronóstico de precios de venta: La Gerencia estima los precios de venta de productos derivados de petróleo a precios de paridad de importación PETROPERÚ S.A., en función a las estimaciones de marcadores internacionales de largo plazo del consultor internacional IHS Global Inc.
- Pronóstico volumétrico de compras de petróleo crudo y productos: Las cargas de las Refinerías son estimadas por la Gerencia Refinación y Ductos, con el Modelo Matemático de Refinación.

- Pronóstico de adquisición de crudos y productos: La Gerencia, a partir de proyecciones publicadas por la consultora IHS Global Inc., ha elaborado el pronóstico de precios de adquisición de crudo y productos, considerando la evolución en el tiempo de los precios del petróleo crudo y productos derivados.

Operaciones Oleoducto -

- Flujos operacionales por entradas de efectivo por el servicio de traslado y custodia de los crudos de la selva norte del país.
- Pronóstico volumétrico de crudo: La Gerencia, a partir de proyecciones de producción de petróleo crudo proporcionadas por Perupetro S.A., ha elaborado el pronóstico de volúmenes de crudo a transportar por el Oleoducto Norperuano.
- Pronóstico de tarifa de transporte: La Gerencia estima la tarifa de transporte en base al esquema tarifario vigente establecido en los contratos y negociaciones para el servicio de transporte de hidrocarburos líquidos por el Oleoducto Norperuano.
- Flujo operativo por el servicio de desembarque y uso de crudo.
- Flujo operativo por la exportación de crudo Loreto en el 2019.
- Flujo operativo por la venta en 2024 del crudo inmovilizado en el Oleoducto Norperuano.
- Flujo por servicios brindados a la UGE de Producción y comercialización de transporte de residual de Refinería Iquitos.
- Todos los activos relevantes han sido asignados a la UGE.
- Horizonte de proyección de 10 años y una perpetuidad. El cálculo de la perpetuidad no considera una tasa de crecimiento en el largo plazo. La Gerencia considera apropiado utilizar un periodo de proyección de 10 años ya que cuentan con la información de soporte para dichos fines.
- Proyecciones no incluyen flujos de ingresos y salidas de actividades de financiamiento.
- Tasa de descuento antes de impuestos afectada por los riesgos específicos de la UGE y de las evaluaciones vigentes del mercado sobre el valor del dinero en el tiempo.
- Los costos y gastos proyectados se basan en los gastos presupuestados para el 2019 preparados por la Gerencia.

Los supuestos claves utilizados para los cálculos del valor en uso son los siguientes:

	<u>Producción y comercialización</u>	<u>Operaciones oleoducto</u>
Tasa anual de crecimiento promedio (%)	6%	14%
Margen bruto promedio (%)	30%	39%
Precios (\$)	99	9
Tasa de descuento (%)	17.08%	13.63%

La tasa anual de crecimiento corresponde a la tasa de crecimiento anual compuesto de los ingresos durante el periodo 2019-2028. Las tasas de crecimiento promedio utilizadas son consistentes con el desempeño real de la UGE y con los pronósticos de la Gerencia. El crecimiento en las proyecciones de Producción y comercialización es constante en los siguientes 10 años y no se prevé crecimientos significativos posteriormente. En el caso de Operaciones Oleoducto el crecimiento de los ingresos se presenta de acuerdo a las proyecciones de Perupetro S.A.

El margen bruto promedio corresponde al margen bruto promedio en las proyecciones en el periodo de 10 años.

Los precios son el promedio incluido en las proyecciones. La administración determinó los precios en función a las estimaciones de marcadores internacionales de largo plazo del consultor internacional IHS Global Inc.

Las tasas utilizadas son antes de impuestos y reflejan riesgos específicos relacionados con el negocio de cada UGE.

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía evaluó el deterioro de sus activos, y sobre la base del resultado se reversó la pérdida por deterioro de activos de la UGE de Operaciones Oleoducto por US\$11,536 miles (US\$31,790 miles al 31 de diciembre de 2017), en el caso de la UGE de Producción y comercialización, la Gerencia ha determinado que no es necesario constituir alguna provisión por deterioro.

Las provisiones y reversiones de deterioro de propiedad, planta y equipo fueron reconocidas en el costo de ventas (Nota 21).

Análisis de sensibilidad -

La Gerencia realiza un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de los cambios en los supuestos utilizados en el modelo de valoración. En este sentido, la tasa de descuento antes de impuestos utilizada por la Compañía fue de 17.08% para la UGE de Producción y comercialización y 13.63% para la UGE de Operaciones Oleoducto.

Al incrementar la tasa de descuento de la UGE de Operaciones Oleoducto en 1%, la Compañía no generaría deterioro en el importe en libros, ni tendría impacto en el importe de la reversión por deterioro que se registró al 31 de diciembre de 2018.

El incremento de la tasa de descuento de la UGE de Producción y comercialización en 1%, no generaría deterioro en el importe en libros.

La gerencia ha efectuado la sensibilidad de los supuestos claves utilizados en la determinación del importe recuperable:

<u>Supuesto clave</u>	<u>Variación</u>	<u>Deterioro</u> <u>US\$000</u>
<u>Producción y comercialización:</u>		
Crecimiento anual presupuestado	-5%	-
Precios año	-5%	-
Margen bruto presupuestado	-5%	-
Producción	-5%	-
<u>Operaciones Oleoducto:</u>		
Crecimiento anual presupuestado	-5%	-
Precios año	-5%	-
Margen bruto presupuestado	-5%	-

b) Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (PMRT) -

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía ha realizado la prueba de deterioro del PMRT (en adelante, el Proyecto).

La prueba de deterioro ha sido realizada comparando el importe recuperable del Proyecto con el valor en libros de sus activos. La Gerencia ha determinado el valor recuperable del Proyecto mediante la estimación de su valor razonable menos costo de vender. Los supuestos claves usados en el cálculo del valor razonable se señalan a continuación:

- Flujos operacionales generados por el Proyecto. Las proyecciones de flujos de efectivo comprenden todos los flujos de efectivo que se espera generar en el curso normal del Proyecto.
- Los flujos proyectados consideran la inversión por incurrir para concluir la construcción del PMRT.

- Horizonte de proyección de 27 años, incluyendo el periodo de construcción remanente y una perpetuidad. El cálculo de la perpetuidad no considera una tasa de crecimiento en el largo plazo. La Gerencia considera apropiado utilizar un periodo de proyección de 27 años ya que cuentan con la información de soporte para dichos fines.
- Proyecciones no incluyen flujos de ingresos y salidas de actividades de financiamiento.
- Tasa de descuento después de impuesto afectada por los riesgos específicos de la industria, del mercado y prima de riesgo por estar en etapa de construcción.
- Las proyecciones consideradas en la valorización corresponden a flujos operativos por la compra, refinación y venta de derivados de crudo.
- Los costos fijos y variables han sido definidos por la Gerencia.
- Pronóstico de precios de venta: La Gerencia estima los precios de venta de productos derivados de petróleo a precios de paridad de importación PETROPERÚ S.A., sobre la base de la evolución en el tiempo de los precios del petróleo crudo WTI y spreads de los productos derivados, según datos de la fuente internacional especializada en el tema de precios consultora IHS.
- Los precios de venta utilizados en la valorización corresponden a los precios en planta.
- Pronóstico volumétrico de compras de petróleo crudo: Las cargas de las Refinerías son estimadas por la Gerencia Refinación y Ductos, con el modelo matemático de Refinación.
- Pronóstico de costos de adquisición: La Gerencia, a partir de proyecciones publicadas por la consultora IHS, ha elaborado el pronóstico de costos de adquisición de crudo y productos, considerando la evolución en el tiempo de los precios del petróleo crudo WTI y spreads de los productos derivados.
- La información utilizada para determinar de valor razonable corresponde al nivel 3 de acuerdo a la jerarquía descrita en la Nota 3.3.

Los supuestos claves utilizados para los cálculos del valor razonable menos costos de vender son los siguientes:

Tasa anual de crecimiento (%)	2%
Margen bruto presupuestado (%)	16%
Precios (\$)	113
Tasa de descuento (%)	7.83%

La tasa anual de crecimiento corresponde a la tasa de crecimiento compuesto anual de los ingresos durante el período 2021-2045. Las tasas de crecimiento promedio utilizadas son consistentes con el desempeño real del activo y con los pronósticos de la Gerencia.

El margen bruto presupuestado corresponde al margen bruto promedio en las proyecciones en el período operativo de 25 años.

Los precios son el promedio incluido en las proyecciones. La administración determinó los precios presupuestados en función del rendimiento pasado, las tendencias actuales de la industria, tarifas establecidas y expectativas de desarrollo del mercado.

Las tasas utilizadas son después de impuestos y reflejan riesgos específicos relacionados con el negocio relevante.

Como resultados de esta evaluación, la Gerencia ha determinado que no es necesario constituir alguna provisión por deterioro para el PMRT a la fecha del estado de situación financiera.

Análisis de sensibilidad -

La gerencia realiza un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de los cambios en los supuestos utilizados en el modelo de valoración. En este sentido, la tasa de descuento después de impuestos utilizada por la Compañía fue de 7.83% para la determinación del valor recuperable. En caso la tasa de descuento se incrementará a 9.86%, los importes recuperables serían iguales a los importes en libros.

La gerencia ha efectuado la sensibilidad de los supuestos claves utilizados en la determinación del importe recuperable:

<u>Supuesto clave</u>	<u>Variación</u>	<u>Deterioro</u> <u>US\$000</u>
Crecimiento anual presupuestado	-5%	-
Precios año	-5%	-
Margen bruto presupuestado	-5%	-
Producción	-5%	-

12 PROPIEDADES DE INVERSIÓN

	<u>Terrenos</u> <u>US\$000</u>	<u>Edificios y</u> <u>otras</u> <u>construcciones</u> <u>US\$000</u>	<u>Total</u> <u>US\$000</u>
Año 2017			
Saldo inicial costo neto en libros	9,339	75,520	84,859
Adiciones	2	15	17
Retiros	-	(57)	(57)
Depreciación del año	-	(5,389)	(5,389)
Saldo final costo neto en libros	<u>9,341</u>	<u>70,089</u>	<u>79,430</u>
Al 31 de diciembre de 2017			
Costo	9,341	117,906	127,247
Depreciación acumulada	-	(47,817)	(47,817)
Costo neto	<u>9,341</u>	<u>70,089</u>	<u>79,430</u>
Año 2018			
Saldo inicial costo neto en libros	9,341	70,089	79,430
Ajustes	-	130	130
Retiros	-	(15)	(15)
Depreciación del año	-	(5,389)	(5,389)
Saldo final costo neto en libros	<u>9,341</u>	<u>64,815</u>	<u>74,156</u>
Al 31 de diciembre de 2018			
Costo	9,341	117,585	126,926
Depreciación acumulada	-	(52,770)	(52,770)
Costo neto	<u>9,341</u>	<u>64,815</u>	<u>74,156</u>

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, el rubro comprende:

- (a) PETROPERÚ S.A. firmó un contrato de arrendamiento de activos del Lote Z- 2B con Savia Perú S.A. (ex Petro-Tech Peruana S.A.) por un plazo de 10 años, que venció el 15 de noviembre de 2013; el cual, continúa vigente al amparo del artículo 1700 del Código Civil del Perú que estipula que, al término del plazo del contrato, si el arrendatario permanece en el uso del bien arrendado, no se entiende que hay renovación tácita, sino la continuación del arrendamiento, bajo sus mismas estipulaciones, hasta que el arrendador solicite su devolución, la cual puede pedir en cualquier momento. Por este arrendamiento, Savia Perú S.A. paga a PETROPERÚ S.A. US\$10,000 miles anuales.
- (b) PETROPERÚ S.A. ha suscrito en marzo 2014 un contrato de arrendamiento de activos con Maple Gas Corporation Del Perú S.R.L. (en adelante, MAPLE), por el plazo de 10 años que vence el 28 de marzo de 2024, de la Refinería y Planta de Ventas Pucallpa, Residencias y Oficinas Administrativas. MAPLE paga a la Compañía US\$1,200 miles anuales con pagos trimestrales.

Durante el 2018, Gerencia Corporativa Legal ha comunicado a MAPLE que el contrato ha sido resuelto de pleno derecho por incumplimiento del mismo, por no pagar la renta y brindar el servicio de Recepción, Almacenamiento y Despacho, por lo cual viene llevando a cabo un proceso de arbitraje contra dicha empresa.

La intención de la Compañía es hacer en el 2019 un concurso público para licitar estos activos. El cargo a resultados por la depreciación del año de las propiedades de inversión ha sido asignado al costo de ventas (Nota 21).

El valor razonable de las inversiones inmobiliarias al 31 de diciembre de 2018 es de US\$206,234 miles (US\$206,000 miles al 31 de diciembre de 2017). La determinación del valor razonable ha sido clasificada en el nivel 3 de medición de acuerdo a lo descrito en la Nota 3.3.

13 OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Este rubro comprende:

	<u>Al 31 de diciembre de</u>	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Pasivos corrientes		
Préstamos bancarios sin garantía	1,650,893	1,311,971
Intereses devengados	<u>22,219</u>	<u>7,229</u>
	<u><u>1,673,112</u></u>	<u><u>1,319,200</u></u>
Pasivos no corriente		
Bonos corporativos (i)	1,985,589	1,985,124
Préstamo CESCE (ii)	<u>1,162,021</u>	<u>-</u>
	<u><u>3,147,610</u></u>	<u><u>1,985,124</u></u>

- i) El 12 de junio de 2017, la Compañía emitió bonos en el mercado internacional por US\$2,000,000 miles bajo la regla 144A y la Regulación S, que son excepciones ("Safe-harbors") al marco regulatorio americano (US Securities Act - 1933 y US Securities Exchange Act -1934) que permiten que emisores extranjeros ofrezcan, coloquen y/o revendan valores, sin necesidad de registrarlas ante la comisión de valores de entidades registrantes de valores en la bolsa de Nueva York (SEC). Los fondos recibidos se destinan al Proyecto Modernización de Refinería Talara.

A continuación, un detalle de los bonos emitidos:

- 2032 Notes, importe principal por US\$1,000,000 miles con pago de cupones semestrales a tasa fija de 4.750% anual, por un plazo de 15 años. Los cupones se pagan desde diciembre de 2017 y el pago del principal tendrá lugar en la fecha de vencimiento de los bonos. Los costos transaccionales ascendieron a US\$7,009 miles, los cuales se encuentran netos del pasivo.
- 2047 Notes, importe principal por US\$1,000,000 miles con pago de cupones semestrales a tasa fija de 5.625% anual, por un plazo de 30 años. Los cupones se pagan desde diciembre de 2017 y el pago del principal tendrá lugar en la fecha de vencimiento de los bonos. Los costos transaccionales ascendieron a US\$7,402 miles, los cuales se encuentran netos del pasivo.

El contrato de los bonos emitidos no contempla la obligación de cumplir con covenants más allá de la entrega de información financiera.

Los bonos emitidos no cuentan con garantías específicas contractuales; no obstante, la Ley N°30130 aprueba el otorgamiento de garantías del Gobierno Nacional hasta por US\$1,000 millones (Nota 1-a).

- ii) El 31 de enero de 2018, se suscribió el contrato del préstamo Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE) siendo el agente administrativo Deutsche Bank SAE por US\$1,300,000 miles. Al 31 de diciembre de 2018 se recibieron US\$1,236,717 miles, fondo que se destinaron para reembolsar a las distintas fuentes de financiamiento utilizadas para el pago de facturas del PMRT, correspondientes al EPC con Técnicas Reunidas. Los costos transaccionales se conforman por la comisión de desembolso por US\$61,880 miles y otros costos de estructuración por US\$12,815 miles. Los intereses serán pagados de forma semestral a partir de mayo de 2019 con vencimiento en el 2031 sobre la base de la tasa de interés fija de 3.285%.

El monto pendiente de desembolsar al 31 de diciembre de 2018 asciende a US\$63,283 miles y será recibido el segundo semestre de 2019.

El préstamo CESCE no cuenta con garantías específicas contractuales por parte de la Compañía ni del estado peruano, no obstante, se encuentra garantizado en un 99% por el Gobierno español a través del CESCE.

Como parte del contrato suscrito la Compañía se encuentra obligada al cumplimiento de compromisos financieros (*covenants*), dichos compromisos son medidos trimestralmente, siendo los siguientes:

- Ratio de endeudamiento
- Cobertura de servicio de deuda
- Financiamiento directo para inversión en el PMRT

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía no logró cumplir con los niveles de cobertura de servicio de deuda comprometidos en el contrato de financiamiento, sin embargo, el 26 de noviembre de 2018, la Compañía obtuvo las dispensas necesarias para que se muestre dicha obligación en concordancia con los cronogramas proporcionados por la entidad financiera.

- a) Términos y calendario de reembolso de la deuda -

Los términos y condiciones de los préstamos pendientes son como sigue:

Moneda	Tasa de interés	Vencimiento	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
			Valor nominal	Importe en libros	Valor nominal	Importe en libros
original	nominal		US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Préstamos bancarios sin garantía	Soles 2.40%-2.95%	2018	-	-	654,858	654,858
Préstamos bancarios sin garantía	Dólares 0.80%-2.20%	2018	-	-	657,113	657,113
Préstamos bancarios sin garantía	Soles 3.10%-3.45%	2018	870,980	870,980	-	-
Préstamos bancarios sin garantía	Dólares 2.20%-3.36%	2018	779,713	779,913	-	-
Préstamo CESCE	Dólares 3.29%	2031	1,236,717	1,162,021	-	-
Bonos Corporativos	Dólares 4.75%	2032	1,000,000	992,991	1,000,000	992,629
Bonos Corporativos	Dólares 5.63%	2047	1,000,000	992,598	1,000,000	992,495
Intereses devengados			-	22,219	-	7,229
Total pasivos que devengan intereses			<u>4,887,410</u>	<u>4,820,722</u>	<u>3,311,971</u>	<u>3,304,324</u>

El importe en libros corresponde al costo amortizado de las obligaciones financieras descontando a la tasa efectiva.

- b) Clasificación de los préstamos por tipo de uso (*) -

La Compañía destinó o destinará los fondos obtenidos por financiamiento, según detalle:

	2018	2017
	US\$000	US\$000
Capital de trabajo	1,326,315	977,971
PMRT	3,472,188	2,319,124
	<u>4,798,503</u>	<u>3,297,095</u>

(*) No incluye intereses devengados por pagar

c) Movimiento de las obligaciones financieras

El movimiento de la deuda por obligaciones financieras ha sido el siguiente:

	Préstamos bancarios sin garantía	Bonos corporativos	Préstamo sindicado	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Saldo al 1 de enero de 2017	1,564,814	-	417,552	1,982,366
Nuevos préstamos	3,968,753	2,000,000	-	5,968,753
Pago de costos transaccionales	-	(14,876)	-	(14,876)
Amortizaciones	(4,200,853)	-	(416,667)	(4,617,520)
Interés devengado	45,132	55,295	5,777	106,204
Interés pagado	(62,066)	(51,875)	(6,662)	(120,603)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	<u>1,315,780</u>	<u>1,998,544</u>	<u>-</u>	<u>3,304,324</u>

	Préstamos bancarios sin garantía	Bonos corporativos	Préstamo CESCE	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Saldo al 1 de enero de 2018	1,315,780	1,988,544	-	3,304,324
Nuevos préstamos	4,452,234	-	1,236,717	5,688,951
Pago de costos transaccionales	-	465	(74,695)	(74,230)
Amortizaciones	(4,113,312)	-	-	(4,113,312)
Interés devengado	38,626	103,750	3,703	146,079
Interés pagado	(27,340)	(103,750)	-	(131,090)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	<u>1,665,988</u>	<u>1,989,009</u>	<u>1,165,725</u>	<u>4,820,722</u>

La Compañía ha destinado US\$107,425 miles en el 2018 de los intereses pagados a actividades de inversión, pues están relacionados al proyecto PMRT (US\$85,792 miles en el 2017).

d) Estimación de valores razonables -

Al 31 de diciembre, el valor en libros y el valor razonable de las obligaciones financieras son los siguientes:

	Valor en libros		Valor razonable	
	2018	2017	2018	2017
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Préstamos sin garantía	1,650,893	1,311,971	1,650,893	1,311,971
Bonos	1,985,589	1,985,124	1,952,383	2,002,970
Préstamo CESCE	<u>1,162,021</u>	<u>-</u>	<u>1,092,868</u>	<u>-</u>
	<u>4,798,503</u>	<u>3,297,095</u>	<u>4,696,144</u>	<u>3,314,941</u>

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017 la información utilizada para determinar el valor razonable de los bonos corresponde al nivel 1, de los préstamos sin garantía al nivel 2 y de préstamo CESCE al nivel 3 de acuerdo a la jerarquía definida en la Nota 3.3. No hubo transferencias entre los niveles durante el año. No incluye intereses devengados.

14 CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	<u>Al 31 de diciembre de</u>	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Proveedores extranjeros de crudo y productos refinados	278,194	536,177
Proveedores de bienes y servicios	128,275	117,933
Proveedores nacionales de crudo y productos refinados	92,180	103,018
Empresas navieras, operadoras de terminales y plantas de venta	<u>31,152</u>	<u>15,119</u>
	<u>529,801</u>	<u>772,247</u>

Al 31 de diciembre de 2018, el principal proveedor nacional de crudo es Savia Perú S.A. cuyo saldo asciende a US\$25,481 miles (US\$27,668 miles al 31 de diciembre de 2017). El principal proveedor del exterior es Exxon Mobil Sales and Supply LLC. al que se le adeuda US\$178,847 miles (US\$210,630 miles al 31 de diciembre de 2017). Los principales proveedores de servicios son Consorcio Cobra SCL UA&TC cuyo saldo asciende a US\$36,392 miles, quien inicio relaciones comerciales con la Compañía durante el 2018 y Técnicas Reunidas de Talara S.A.C. cuyo saldo asciende a US\$17,814 miles (US\$57,512 miles al 31 de diciembre de 2017).

Esta cuenta refleja las obligaciones de la Compañía relacionadas con la adquisición de petróleo crudo y de productos refinados; con los servicios de transporte de operación de plantas; con la adquisición de suministros y repuestos; y con los servicios de construcción de proyectos. Las facturas se emiten principalmente en dólares estadounidenses, son de vencimiento corriente, no generan intereses y la Compañía no ha otorgado garantías específicas.

15 OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Este rubro comprende:

	<u>Al 31 de diciembre de</u>	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Tributos (a)	36,313	34,480
Anticipos recibidos de clientes (b)	24,050	14,979
Remuneraciones	20,384	21,393
Instrumentos financieros por pagar (e)	14,484	3,802
Depósitos en garantía (c)	3,699	4,405
Participación de los trabajadores (d)	2,755	30,848
Otros	<u>3,407</u>	<u>5,282</u>
	<u>105,092</u>	<u>115,189</u>

(a) Los tributos por pagar al 31 de diciembre de 2018 incluyen principalmente el impuesto selectivo al consumo, impuesto al rodaje y FISE por US\$19,555 miles, US\$7,265 miles y US\$3,320 miles, respectivamente (impuesto a la renta por tercera y quinta categoría, impuesto al rodaje y FISE por US\$19,223 miles, US\$6,908 miles y US\$3,320 miles, respectivamente en 2017).

(b) Comprenden principalmente fondos recibidos por anticipos de clientes nacionales y del exterior por US\$5,296 miles y US\$18,754 miles respectivamente al 31 de diciembre de 2018 (US\$4,448 miles y US\$10,531 miles, respectivamente al 31 de diciembre de 2017), para garantizar el suministro de combustible que se encuentra pendiente de despacho.

- (c) Corresponden a depósitos en garantía recibidos por terceros para transportar combustible, el cual cubren posibles ocurrencias de siniestros. En caso no hubiere al final del contrato se devolverá el monto de garantía.
- (d) De acuerdo con la legislación vigente, la participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía es del 10% de la utilidad neta fiscal. Esta participación es gasto deducible para propósitos del cálculo del impuesto a las ganancias, siempre que se pague antes de la declaración jurada anual.

Por el año 2018, la Compañía determinó una participación de US\$2,754 miles (US\$30,848 miles en el año 2017) que se registró con cargo a los resultados del año en los siguientes rubros:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
	US\$000	US\$000
Costo de ventas (Nota 21)	1,110	12,659
Gastos de ventas y distribución (Nota 22)	467	5,432
Gastos de administración (Nota 23)	1,177	12,757
	<u>2,754</u>	<u>30,848</u>

- (e) Corresponden a 23 contratos forward por coberturas de tipo de cambio, por liquidar entre los meses de enero a junio 2019, los cuales se encuentran al valor razonable y cuya información para efectuar la medición se ha clasificado en el nivel 2 de acuerdo a la jerarquía de valor razonable establecida en la Nota 3.3.

16 OTRAS PROVISIONES

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
	US\$000	US\$000
Corriente -		
Provisión para mejoras del medio ambiente (a)	29,864	38,454
Provisiones para reclamos civiles (b)	2,229	17,809
Provisiones para reclamos laborales	1,801	2,547
Provisión de taponamiento de pozos (a)	570	594
Provisión para pensiones de jubilación	42	45
Otras provisiones	156	162
	<u>34,662</u>	<u>59,611</u>
No corriente -		
Provisión para mejoras del medio ambiente (a)	7,011	14,396
Provisión para pensiones de jubilación	56	65
	<u>7,067</u>	<u>14,461</u>
	<u>41,729</u>	<u>74,072</u>

El movimiento de las otras provisiones, es como sigue:

	Provisión para mejoras del medio ambiente US\$000	Provisión para reclamos civiles US\$000	Provisión para reclamos laborales US\$000	Provisión para taponamiento de pozos US\$000	Provisión para pensiones de jubilación US\$000	Otras provisiones US\$000	Total US\$000
Saldos al 1 de enero de 2017	95,790	22,537	2,242	574	120	157	121,420
Provisión del año	33,706	5,384	857	-	32	-	39,979
Actualización	1,247	-	-	-	-	-	1,247
Pagos	(80,114)	(113)	(603)	-	(46)	-	(80,876)
Reversión de provisiones no usadas	-	(10,474)	(27)	-	-	-	(10,501)
Diferencia tipo de cambio	2,221	475	78	20	4	5	2,803
Saldos al 31 de diciembre de 2017	52,850	17,809	2,547	594	110	162	74,072
Provisión del año	10,806	23,728	937	-	33	-	35,504
Actualización	60	-	-	-	-	-	60
Pagos	(25,872)	(23,438)	(448)	-	(41)	-	(49,799)
Reversión de provisiones no usadas	-	(15,619)	(1,229)	-	-	-	(16,848)
Diferencia tipo de cambio	(969)	(251)	(6)	(24)	(4)	(6)	(1,260)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	36,875	2,229	1,801	570	98	156	41,729

a) Provisión para mejoras del medio ambiente y taponamiento de pozos -

El Estado Peruano promueve la conservación del ambiente y el uso racional de los recursos naturales en las actividades de hidrocarburos, en armonía con la Constitución Política del Perú; la Ley N°26221, Ley Orgánica que norma la actividad de Hidrocarburos en el Territorio Nacional; la Ley N°26821, Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales; la Ley N°27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental; la Ley N°28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental; la Ley N°28611, Ley General del Ambiente y la Ley N°29134, Ley que Regula los Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos, entre otras.

El Ministerio de Energía y Minas mediante Decreto Supremo N°039-2014-EM, publicado el 12 de noviembre de 2014 aprobó el nuevo Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos, que establece las normas y disposiciones para regular en el territorio nacional la Gestión Ambiental de las Actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, almacenamiento y distribución de hidrocarburos, durante su ciclo de vida, con el fin de prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar y remediar los impactos ambientales negativos de tales actividades.

Asimismo, en el marco del Decreto Legislativo N°674, Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado, la Compañía asumió compromisos contractuales de remediación ambiental de sus unidades que fueron privatizadas, garantizados por el Estado Peruano. Por lo que, de acuerdo con las normas legales, los contratos suscritos y sus políticas de gestión empresarial, al 31 de diciembre de 2018, PETROPERÚ S.A. continúa ejecutando trabajos de remediación ambiental en las unidades operativas propias y en las unidades privatizadas.

Las unidades operativas propias corresponden a Operaciones Talara, Operaciones Oleoducto, Refinería Conchán, Refinería Selva, Planta de Ventas Aeropuerto y el lote 64.

Durante el 2018 y 2017 no se ejecutaron trabajos de remediación ambiental significativos en las unidades privatizadas.

De un total de 230 proyectos de sus Programas de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) ejecutados y cumplidos por la Compañía desde el año 1995 para adecuar sus operaciones al primer Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 046-93-EM), al 31 de diciembre de 2018 se encuentra pendiente la aprobación por parte de la Dirección General de Asuntos Ambientales y Energéticos (DGAAE), el Programa Ambiental Complementario (PAC) para la Refinería Talara.

En cumplimiento de estas disposiciones, la Compañía ha constituido provisiones para la subsanación de los impactos ambientales negativos causados en sus unidades privatizadas por US\$80,228 miles y en sus unidades operativas propias por US\$6,656 miles. Al 31 de diciembre de 2018, el importe ejecutado por las unidades privatizadas y unidades operativas propias asciende a US\$617 miles y US\$159 miles, respectivamente.

Para el caso de las unidades privatizadas (Refinería La Pampilla, Planta de Lubricantes, Lote X, Lote 8, Terminales y Plantas de Ventas, y Planta de Generación Eléctrica y Gas Natural), las provisiones realizadas se basaron en Estudios Ambientales, que merecieron opinión favorable de la Dirección General de Hidrocarburos - DGH o de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos - DGAAE. La provisión se actualiza anualmente en función de los costos de los trabajos realizados o en proceso de ejecución y estimados de trabajos remanentes por ejecutar, correspondiente a los Contratos de Remediación Ambiental respectivos.

Para el caso de las unidades operativas propias (Operaciones Talara, Operaciones Oleoducto, Refinería Conchán, Refinería Selva, Planta de Ventas Aeropuerto y el lote 64), las provisiones realizadas se basan en la información de los Sistemas de Gestión Ambiental ISO 14001 de la Compañía y en datos de los costos disponibles de las unidades privatizadas e igualmente se

actualizan anualmente en función de sus propias necesidades operativas, del costo de los trabajos realizados, realmente ejecutados o en proceso de ejecución, de los precios del mercado y estimados de trabajos remanentes por ejecutar, según información originada en las unidades operativas propias.

Para las unidades operativas propias, existen nuevas obligaciones legales de orden ambiental, referidas al cumplimiento de las Normas de los Estándares de Calidad Ambiental para Suelo - ECA Suelo (Decreto Supremo N°002-2013-MINAM, Decreto Supremo N°002-2014-MINAM, Resolución Ministerial N°085-2014-MINAM, Resolución Ministerial N°034-2015-MINAM y Decreto Supremo 013-2015-MINAM) que requerirán nuevos gastos por parte de la Compañía para la ejecución de diferentes estudios técnicos exigidos por dicha nueva normativa. Así, para el año 2018 se ejecutó el Programa de Remediación Ambiental de Operaciones Talara por US\$430 miles (equivalente a S/1,395 miles), Conchán por US\$215 miles (equivalente a S/698 miles), Oleoducto por US\$263 miles (equivalente a S/853 miles), Selva por US\$175 miles (equivalente a S/567 miles), las Gerencias Comerciales por US\$209 miles (equivalente a S/677 miles) y Explotación por US\$329 miles (equivalente a S/1,068 miles).

Durante el 2017 se culminó el "Servicio de identificación de sitios posiblemente contaminados (muestreo de identificación) que superen los Estándares de Calidad Ambiental para Suelo en las Operaciones de PETROPERÚ S.A." por un monto total presupuestado de US\$2,670 miles (equivalente a S/9,347 miles), que representa el 99.94% del monto contractual adjudicado. Respecto de la reducción de prestaciones del 0.06% del monto sin ejecutar, ésta se sustenta en el menor consumo a lo presupuestado para la ejecución de los trabajos de campo en la realización del servicio, sustentados en las valorizaciones mensuales aprobadas y con el visto bueno de los responsables de la administración del Contrato.

Al 31 de diciembre de 2018, concluyó la entrega de 38 Informes de Identificación de Sitios Posiblemente Contaminados (IISC), los mismos que son fueron presentados a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MINEM para su revisión y aprobación, mediante Cartas N°SAMB-JAAM-585-2017, SAMB-JAAM-661-2017, SAMB-JEDA-837-2017, SAMB-JEDA-856-2017, SAMB-JEDA-869-2017, SAMB-JEDA-906-2017, SAMB-JEDA-936-2017 y SAMB-JEDA-951-2017. Asimismo, se aprobaron los IISC de Refinería Iquitos, Planta de Ventas Yurimaguas, Panta de Ventas Iquitos, Planta de Ventas Tarapoto, Petrocentro Río Amazonas y Estación Morona.

Desde el año 2014 a diciembre de 2018 se han reportado un total de 23 siniestros en el Oleoducto Norperuano (en adelante, ONP), de los cuales 18 cuentan con una atención finalizada, a la espera de su aprobación por parte del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, OEFA) y 6 se encuentran aún en actividad, con avance entre 56.89% y 97.25%, siendo supervisados y monitoreados constantemente por personal de la Gerencia Corporativa Ambiente, Salud y Seguridad Ocupacional (GCAS), con el compromiso de asegurar la operatividad de PETROPERÚ S.A. de forma sostenible y reduciendo los posibles impactos negativos al ambiente. El gasto incurrido hasta la fecha por contratos de limpieza y remediación ambiental, supervisión y disposición de residuos sólidos asciende a US\$48,421 miles, y existe un monto pendiente por ejecutar de US\$14,117 miles, para actividades que se estima duren hasta finales de 2019.

Asimismo, producto de las contingencias ocurridas en el ONP, el OEFA mediante Resolución Directoral N° 012-2016-OEFA/DS, ordenó a PETROPERÚ S.A., entre otros, a presentar un proyecto de actualización del IGA del Oleoducto Norperuano ante el MINEM; en esa línea, PETROPERÚ S.A. presentó a la DGAAE-MINEM su propuesta de Términos de Referencia para la Actualización del PAMA del ONP, los que fueron aprobados mediante Informe N°022-2018-MEM-DGAAH/DEAH del 7 de setiembre de 2018.

El objetivo es actualizar el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) del Oleoducto Norperuano para lo cual se realizará una identificación y caracterización de las diferentes alternativas, la evaluación de los impactos, las medidas de manejo preliminares, la comparación, selección y justificación de las alternativas de manejo, Plan de Contingencia, etc., siendo el Monto Estimado Referencial de S/3,641 miles (equivalente a US\$ 1,078 miles) y en US\$1,040 miles.

Evaluaciones Ambientales y Sociales, se realizan en el marco de las mejores prácticas de la Industria sobre el particular y, entre otros, han permitido obtener datos reales sobre la dimensión del impacto en el entorno debido a los eventos contingentes. Sobre el particular, es importante resaltar que dicha información es útil a la Compañía en su defensa ante posibles imputaciones de negligencia y/o riesgos a la salud y el ambiente, y sobre la base de sus resultados se ha sustentado que los impactos ambientales son temporales, acotados y reversibles. Asimismo, se realizan evaluaciones de riesgo a la salud y al ambiente y los monitoreos realizados en la etapa de cierre permiten verificar y evidenciar el cumplimiento de los objetivos de remediación ambiental en las zonas intervenidas. El monto ejecutado hasta la fecha en evaluaciones ambientales y sociales, es de US\$6,545 miles, y existe un monto pendiente por ejecutar de US\$733 miles para actividades que se estima duren hasta finales de 2019.

Durante el año 2018, la Compañía registró 3 derrames significativos (6 en el año 2017), ocurridos principalmente como resultado de actos indebidos de terceros que atentaron contra el Oleoducto Norperuano, ocasionando la paralización total del bombeo de petróleo de la selva norte peruana hacia la costa del país. A raíz de dichos derrames, la Compañía registró una provisión por US\$10,806 miles y se realizaron desembolsos por US\$23,640 miles.

La Compañía, como parte de la aplicación de su plan de contingencia, contrató a empresas especializadas, para la ejecución de las labores de contención de los derrames y remediación ambiental en las zonas afectadas.

Al 31 de diciembre de 2018 la provisión por remediación ambiental producto de los derrames de crudo en el Oleoducto Norperuano asciende a US\$16,584 miles (US\$29,359 miles al 31 de diciembre de 2017).

El movimiento de la provisión para mejoras del medio ambiente se detalla a continuación:

	<u>Saldos al</u> <u>1 de enero</u> <u>US\$000</u>	<u>Pagos</u> <u>US\$000</u>	<u>Provisión y</u> <u>actualización</u> <u>US\$000</u>	<u>Saldos al 31</u> <u>de diciembre</u> <u>US\$000</u>
Año 2018				
Lote 8	2,598	(533)	25	2,090
Lote X	4,841	(1)		4,840
Pampilla	(8)	(1)	14	5
Lubricantes	117	(1)	-	116
Terminales del Norte	263	-	-	263
Terminales del Sur	204	-	-	204
Terminales del Centro	1,734	(111)	2	1,625
Sistema Eléctrico Gas Natural	20	-	-	20
Total unidades privatizadas	<u>9,769</u>	<u>(647)</u>	<u>41</u>	<u>9,163</u>
Operaciones Talara	7,625	(1,566)	(22)	6,037
Operaciones Conchán	919	(12)	(2)	905
Operaciones Oleoducto	29,359	(23,640)	10,865	16,584
Operaciones Refinería Iquitos	1,402	(7)	(4)	1,391
Operaciones comerciales	602	-	(5)	597
Gerencia Exploración y Explotación	956	-	(8)	948
Total de unidades propias	<u>40,863</u>	<u>(25,225)</u>	<u>10,824</u>	<u>26,462</u>
Total	<u>50,632</u>	<u>(25,872)</u>	<u>10,865</u>	<u>35,625</u>
Diferencia Tipo Cambio	<u>2,218</u>			<u>1,250</u>
Total	<u>52,850</u>			<u>36,875</u>

	<u>Saldos al</u> <u>1 de enero</u> <u>US\$000</u>	<u>Pagos</u> <u>US\$000</u>	<u>Provisión y</u> <u>actualización</u> <u>US\$000</u>	<u>Saldos al 31</u> <u>de diciembre</u> <u>US\$000</u>
Año 2017				
Lote 8	3,473	(574)	(301)	2,598
Lote X	5,260	(1)	(418)	4,841
Pampilla	10	(2)	(16)	(8)
Lubricantes	127	-	(10)	117
Terminales del Norte	274	-	(11)	263
Terminales del Sur	218	(1)	(13)	204
Terminales del Centro	1,879	(1)	(143)	1,735
Sistema Eléctrico Gas Natural	19	-	-	19
Total unidades privatizadas	<u>11,260</u>	<u>(579)</u>	<u>(912)</u>	<u>9,769</u>
Operaciones Talara	9,046	(1,140)	(281)	7,625
Operaciones Conchán	1,094	(143)	(32)	919
Operaciones Oleoducto	71,075	(77,967)	36,251	29,359
Operaciones Refinería Iquitos	1,569	(120)	(47)	1,402
Operaciones comerciales	729	(116)	(11)	602
Gerencia Exploración y Explotación	1,020	(49)	(15)	956
Total de unidades propias	<u>84,533</u>	<u>(79,535)</u>	<u>35,865</u>	<u>40,863</u>
Total	<u>95,793</u>	<u>(80,114)</u>	<u>34,953</u>	<u>50,632</u>
Diferencia Tipo Cambio	(3)			2,218
Total	<u>95,790</u>			<u>52,850</u>

Los desembolsos para la remediación del ambiente en las unidades privatizadas que realiza PETROPERÚ S.A. se registran con cargo a resultados (Nota 2.20). El Artículo 6° de la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A., establece que la Dirección General del Tesoro Público transferirá a PETROPERÚ S.A., la totalidad de los recursos necesarios para cubrir los gastos de remediación ambiental de los negocios privatizados que les pertenecieron.

La línea de mandato del Artículo 6° de la Ley N° 28840 en el sentido que el Estado Peruano debe resarcir a la Compañía por la remediación ambiental de sus unidades privatizadas, ha sido reafirmado por la Vigésima Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N°30114, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014, que autoriza al Ministerio de Energía y Minas a efectuar transferencias financieras a favor de la Compañía por concepto de remediación ambiental de los negocios privatizados que le pertenecieron. Al 31 de diciembre de 2018, estaba pendiente por transferirse un monto de US\$11,000 miles (equivalente a S/34,000 miles) para desembolsos futuros, el mismo que también ha sido reconocido por el MINEM en 2014.

Siguiendo trámites iniciados el año 2006, PETROPERÚ S.A. ha remitido facturas y similares que sustentan los gastos incurridos por concepto de remediación ambiental al Ministerio de Energía y Minas en el periodo de enero de 2007 a octubre de 2014. Ante esta gestión, el Ministerio de Energía y Minas depositó en las cuentas de la Compañía con fecha 31 de diciembre de 2014, el monto de US\$1,377 miles (equivalente a S/4,116 miles).

La Compañía ha cursado comunicaciones al MINEM solicitando efectuar transferencias financieras por concepto de remediación ambiental, las mismas que han dado como resultado que durante el año 2015 se obtuvieran aportes por US\$20,900 miles (equivalente a S/62,600 miles), los cuales lograron cubrir la totalidad de los gastos desembolsados por la Compañía al 31 de diciembre de 2017 por concepto de remediación ambiental en las unidades privatizadas. Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017 la Gerencia estima suficiente los importes de ambas provisiones para cubrir los pasivos de remediación ambiental a los que la Compañía está obligada.

De otra parte, el artículo 3° del Decreto Supremo N° 002-2006-EM, "Disposiciones para la presentación del Plan Ambiental Complementario - PAC" promulgado el 5 de enero de 2006, establece que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN (competencia transferida al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, según Resolución de Consejo directivo N°001-2011-OEFA/CD del 2 de marzo de 2011) comunicará a la Compañía la relación de las actividades incumplidas en los respectivos PAMA con el fin de coordinar con la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas, el cronograma de ejecución del PAC en un plazo que no será mayor a cuatro (4) años.

El Plan Ambiental Complementario - PAC para Operaciones Talara se encuentra en trámite de aprobación en la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos - DGAAE, tras lo cual el plazo de ejecución será de cuatro (4) años, constituyéndose en un proyecto de mediano plazo.

b) Provisión para reclamos civiles -

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía ha estimado una provisión por US\$2,229 miles (equivalente a S/7,533 miles), de la que US\$1,476 miles (equivalente a S/4,885 miles) corresponden a ocho (8) procesos administrativos con el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN.

Durante el 2018 la Compañía reversó US\$15,619 miles (equivalente a S/50,978 miles) correspondientes al cambio en el grado de contingencia de probable a remoto de las contingencias por procesos administrativos con el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA.

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía estimó una provisión por US\$17,809 miles (equivalente a S/57,791 miles), la cual está conformado por: (i) US\$15,710 miles (equivalente a S/50,978 miles) por contingencias por procesos administrativos con el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA y (ii) US\$1,505 miles (equivalente a S/4,883 miles) por procesos administrativos con el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, derivadas de los derrames de crudo en el Oleoducto Norperuano.

Durante el 2017 la Compañía reversó US\$10,474 miles de provisiones no usadas, relacionado principalmente con la Municipalidad de Ventanilla por US\$7,133 miles.

17 PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS

El movimiento del impuesto a las ganancias diferido por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y de 2017 es el que sigue:

	Saldos al 1 de enero de 2017 US\$000	Cargo (abono) a resultados US\$000	Saldos al 31 de diciembre de 2017 US\$000	Cargo (abono) a resultados US\$000	Saldos al 31 de diciembre de 2018 US\$000
Activo diferido:					
Provisión para pensiones de jubilación	35	(3)	32	(3)	29
Provisión para remediación ambiental	28,258	(12,667)	15,591	(4,734)	10,857
Otras provisiones	7,881	(2,337)	5,544	(904)	4,640
Provisión de deterioro de activo fijo	12,782	(9,287)	3,495	(3,495)	-
Pasivos laborales no pagados	-	(3,784)	3,784	(3,784)	-
	<u>48,956</u>	<u>(20,510)</u>	<u>28,446</u>	<u>(12,920)</u>	<u>15,526</u>
Pasivo diferido:					
Costo atribuido de propiedad, planta y equipo	(122,075)	12,549	(109,526)	3,946	(105,580)
Efecto cambiario de partidas no monetarias (a)	-	25,773	25,773	(45,068)	(19,295)
Intereses financiamiento PMRT	(4,916)	4,916	-	-	-
	<u>(126,991)</u>	<u>43,238</u>	<u>(83,753)</u>	<u>(41,122)</u>	<u>(124,875)</u>
Pasivo diferido neto	<u>(78,035)</u>	<u>22,728</u>	<u>(55,307)</u>	<u>(54,042)</u>	<u>(109,349)</u>

(a) Corresponde al impuesto diferido generado por la fluctuación del tipo de cambio que afecta a las partidas no monetarias (principalmente activo fijo) debido a que la Compañía tributa el impuesto a la renta en una moneda distinta (Soles) a la de su moneda funcional (US\$). Durante el 2018 el dólar estadounidense tuvo una apreciación importante respecto al Sol generando un gasto por impuesto a la renta diferido por US\$45,068 miles, en tanto que en el 2017 el dólar estadounidense tuvo una depreciación respecto al Sol generando una ganancia por impuesto a la renta diferido por US\$25,773 miles.

18 PATRIMONIO

a) Capital social -

Al 31 de diciembre de 2018, el capital ha sido autorizado, suscrito y pagado está representado por 4,448,416,995 acciones comunes (3,927,713,295 al 31 de diciembre de 2017), cuyo valor nominal es de un sol cada una. Al 31 de diciembre de 2018 la composición del accionariado que participa del capital emitido de la Compañía comprende:

<u>Clase</u>	<u>Número de acciones</u>	<u>Porcentaje %</u>
A	3,558,733,596	80
B	889,683,399	20
	<u>4,448,416,995</u>	<u>100</u>

Las acciones clase "A" tienen derecho a voto, pero son acciones indivisibles, intransferibles e inembargables y no podrán ser objetivo de garantía mobiliaria, usufructo o de afectación alguna.

Las acciones clase "B" tienen derecho a voto y podrán ser transferidas a través de mecanismos centralizados de negociación del Mercado de valores.

Los movimientos del capital social en 2018 y en 2017 fueron los siguiente:

En la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de enero de 2017 se aprobó el aumento de capital social por US\$316,357 miles (equivalente a S/1,056,000 miles) aportados en efectivo en el 2017 que fueron transferidos de capital adicional. Asimismo, en la Junta General de Accionistas celebrada el 18 de abril de 2017 se aprobó el aumento de capital social por US\$121,393 miles (equivalente a S/406,665 miles), cuyo incremento se dio mediante la transferencia del saldo de capital adicional. El 7 de agosto de 2017 se informa la inscripción en los Registros Públicos de Lima.

En la Junta General de Accionistas celebrada el 27 de junio de 2018 se aprobó el aumento de capital social por US\$166,594 miles (equivalente a S/520,704 miles), cuyo incremento se dio mediante la transferencia del saldo de capital adicional. El 29 de octubre se informa la inscripción en los Registros Públicos de Lima.

b) Capital adicional -

Durante el 2017 se recibió un aporte de capital en efectivo por US\$316,357 miles (equivalente a S/1,056,000 miles) efectuado por el Ministerio de Energía y Minas, en atención a lo dispuesto por el Decreto Legislativo N°1292 "Decreto Legislativo que declara de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Norperuano y dispone la reorganización y mejora del Gobierno Corporativo de PETROPERÚ S.A." El aporte incrementó el capital adicional.

En la Junta General de Accionistas, celebrada el 18 de abril de 2017, se aprobó un aumento de capital adicional por US\$11,152 miles (equivalente a S/36,254 miles) como resultado de la capitalización de las utilidades distribuibles de 2016.

En la Junta General de Accionistas celebrada el 27 de junio de 2018 se aprobó el aumento de capital social por US\$166,594 miles (equivalente a S/520,704 miles) como resultado de la capitalización de utilidades distribuibles para el año 2017.

c) Reserva legal -

De acuerdo con el artículo 229 de la Ley General de Sociedades, se debe constituir una reserva legal con la transferencia de no menos del 10% de la ganancia neta anual hasta alcanzar el 20% del capital pagado. En ausencia de utilidades no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal podrá ser aplicada a la compensación de pérdidas, debiendo ser repuesta con las utilidades de ejercicios posteriores.

En mención a la norma, la reserva legal registrada al 31 de diciembre de 2018 asciende a US\$40,160 miles (equivalente a S/135,703 miles); habiéndose constituido en el año 2018 una reserva legal ascendente a US\$18,510 miles (equivalente S/65,445 miles), la cual corresponde al 10% de la utilidad neta distributable del año 2017. Al 31 de diciembre de 2017 la reserva legal fue de US\$21,650 miles (equivalente a S/72,144 miles); habiéndose constituido en el año 2017 una reserva legal ascendente a S/17,749 miles (equivalente US\$5,461 miles), la cual corresponde al 10% de la utilidad neta distributable del año 2016.

d) Resultados acumulados -

La Junta General de Accionistas aprobó la política de dividendos, que señala: "Las utilidades distribuíbles y luego de detraída la participación de los trabajadores, los impuestos de Ley y la reserva legal que pudiera corresponder, se destinarán a los proyectos de inversión para la modernización o ampliación de las actividades de la sociedad, en cumplimiento de sus objetivos anuales y quinquenales aprobados, de conformidad con lo establecido por el artículo 4° de la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.", lo cual es concordante con el Artículo Vigésimo Noveno literal F) del Estatuto Social vigente.

19 INGRESO DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Este rubro comprende:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Ventas nacionales	4,324,391	3,555,916
Fondo de Estabilización de Precios (*)	38,765	24,892
Ingresos relacionados con actividades ordinarias	<u>6,107</u>	<u>4,740</u>
	4,369,263	3,585,548
Ventas al exterior	<u>514,743</u>	<u>393,744</u>
	<u>4,884,006</u>	<u>3,979,292</u>

(*) El Fondo de Estabilización de Precios se aplica a algunos productos como GLP-E, Diesel B5, Diesel B5 S-50 y petróleo industrial 6.

Los ingresos por actividades ordinarias son reconocidos de acuerdo a lo definido por la NIIF 15, en un momento en el tiempo.

En los años 2018 y 2017, las ventas se descomponen como sigue:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Ventas nacionales:		
Diesel varios	2,418,171	2,091,494
Gasolinas	1,132,185	961,031
Petróleos industriales	380,162	165,021
GLP	189,177	206,284
Turbo	125,841	101,571
Asfaltos	65,884	45,450
Crudo Loreto	40,266	-
Solventes	16,810	14,697
Nafta Primaria	767	-
Total ventas nacionales	<u>4,369,263</u>	<u>3,585,548</u>
Ventas al exterior:		
Diesel varios	125,775	100,637
Petróleos industriales	166,871	152,279
Nafta Virgen	98,922	90,865
Crudo Loreto	43,155	5,181
Turbo	38,409	31,611
Residual primaria/crudo	27,239	4,039
Asfaltos	6,215	5,569
Gasolinas	2,513	3,563
Nafta Craqueada	2,453	-
USLD	2,349	-
HOGBS	842	-
Total ventas al exterior	<u>514,743</u>	<u>393,744</u>
	<u>4,884,006</u>	<u>3,979,292</u>

20 OTROS INGRESOS OPERACIONALES

Este rubro comprende:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Ingresos reconocidos en un momento en el tiempo:		
Tarifas de operación terminales (a)	34,124	34,778
Fletes recobrables (b)	7,545	15,011
Operación de abastecimiento PNP	2,452	1,331
Ingreso por costo de uso de hidrocarburos	1,043	267
Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo:		
Transporte crudo por oleoducto (c)	19,243	3,032
Arrendamiento Savia Perú S.A. (Nota 12)	10,000	10,000
Alquileres (d)	5,464	6,850
Otros ingresos por servicios	1,193	1,013
	<u>81,064</u>	<u>72,282</u>

(a) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de la Compañía suscritos con el Consorcio Terminales para los terminales y plantas del sur del Perú y con Terminales del Perú para los terminales y plantas del norte y del centro.

- (b) Corresponden a los ingresos por la facturación de los gastos de transporte asumidos por los clientes. La Compañía considera un margen en la facturación sobre los gastos incurridos por la gestión de estos.
- (c) Corresponde a los ingresos generados por el transporte de crudo por el Oleoducto Norperuano, actualmente se encuentra paralizado el Tramo I.
- (d) PETROPERÚ S.A. como entidad estatal de derecho privado firmó contratos con empresas del sector privado para el arrendamiento de pisos en el edificio de la oficina principal, maquinarias y equipos de explotación en refinerías, y edificaciones productivas como la refinería y planta de ventas en Pucallpa.

21 COSTO DE VENTAS

Este rubro comprende:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Inventario inicial de existencias	605,294	475,381
Compras de petróleo crudo, productos refinados y suministros	4,255,126	3,371,140
Gastos operativos de producción (a)	313,506	295,866
Inventario final de existencias	(<u>556,326</u>)	(<u>605,294</u>)
	<u>4,617,600</u>	<u>3,537,093</u>

(a) La composición de los gastos operativos de producción es como sigue:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Servicios de terceros (*)	216,974	209,130
Cargas de personal (Nota 24)	54,063	55,345
Depreciación (Nota 11 y 12)	33,909	34,732
Otros materiales y suministros de producción	9,059	7,385
Seguros	7,352	6,363
Participación de los trabajadores (Nota 15-b y Nota 24)	1,110	12,659
Cargas diversas de gestión	772	584
Amortización	8	42
Reversión de deterioro de activo (Nota 11)	(11,536)	(31,790)
Otros	1,795	1,416
	<u>313,506</u>	<u>295,866</u>

(*) Incluye lo siguiente:

Fletes y gastos transporte terrestre	51,439	59,392
Servicios de mantenimiento y reparación	24,968	21,195
Fletes y gastos transporte marítimo	24,016	21,755
Otros fletes	21,875	17,465
Energía y agua	19,724	20,922
Protección y seguridad industrial	5,504	3,568
Alimentación y alojamiento	3,260	3,226
Diversos	66,188	61,607
	<u>216,974</u>	<u>209,130</u>

22 GASTOS DE VENTA Y DISTRIBUCIÓN

Este rubro comprende:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Cargas de personal (Nota 24)	27,464	25,983
Tributos (b)	20,156	18,076
Servicios de terceros (a)	15,309	9,134
Depreciación (Nota 11)	8,824	7,291
Materiales y suministros	2,813	2,566
Seguros	1,331	1,000
Cargas diversas de gestión	663	577
Participación de los trabajadores (Nota 15-b y Nota 24)	467	5,432
Pérdida esperada de cuentas por cobrar (Nota 8)	382	147
	<u>77,409</u>	<u>70,206</u>

(a) Incluye lo siguiente:

Servicios de terceros varios	5,093	2,048
Servicios de mantenimiento y reparación	4,471	2,877
Protección y seguridad industrial	3,684	1,702
Alquileres	1,077	1,194
Gastos de viaje y transferencias	524	512
Energía y agua	316	476
Fletes y otros fletes	134	325
Publicidad	10	-
	<u>15,309</u>	<u>9,134</u>

(b) El rubro de tributos está conformado principalmente por las alícuotas al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN por un monto de US\$15,882 miles (US\$13,960 miles al 2017) y por aportes al OEFA por un monto de US\$3,954 miles (US\$3,737 miles al 2017).

23 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Este rubro comprende:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Cargas de personal (Nota 24)	87,734	83,258
Servicios de terceros (a)	45,980	38,803
Depreciación (Nota 11)	5,646	5,420
Cargas diversas de gestión	5,291	12,294
Tributos	3,349	12,674
Contingencias	2,191	6,241
Amortización	2,165	2,323
Materiales y suministros	1,369	1,427
Participación de los trabajadores (Nota 15-b y Nota 24)	1,177	12,757
Pérdida esperada de cuentas por cobrar (Nota 9)	553	3,218
Seguros	770	569
	<u>156,225</u>	<u>178,984</u>

(a) Incluye lo siguiente:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Asesoría, peritaje y auditorías	9,055	4,700
Servicios de mantenimiento y reparación	9,026	6,712
Servicios de outsourcing IBM	8,977	8,534
Protección y seguridad industrial	3,733	7,017
Servicios temporales	2,581	1,707
Publicidad	1,967	2,427
Fletes y otros fletes	1,712	712
Gastos bancarios	1,303	1,090
Gastos de viaje y transferencias	1,731	1,472
Diversos	<u>5,895</u>	<u>4,432</u>
	<u>45,980</u>	<u>38,803</u>

24 CARGAS DE PERSONAL

Este rubro comprende:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Sueldos y salarios	62,246	60,529
Bonificaciones	43,212	43,590
Contribuciones sociales	22,775	23,555
Gratificaciones	13,187	13,486
Compensación por tiempo de servicios	9,294	8,908
Vacaciones	4,740	4,225
Alimentación	3,752	3,635
Mutuo disenso y otros	3,830	810
Participación de los trabajadores (Nota 21, 22 y 23)	2,754	30,848
Sobretiempo	1,433	1,460
Movilidad	1,263	1,163
Otros	<u>3,529</u>	<u>3,225</u>
	<u>172,015</u>	<u>195,434</u>

Las cargas de personal y el gasto de participación de los trabajadores se registraron con cargo a los resultados del periodo en los siguientes rubros:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Costo de ventas (Nota 21)	55,173	68,004
Gastos de ventas y distribución (Nota 22)	27,931	31,415
Gastos de administración (Nota 23)	<u>88,911</u>	<u>96,015</u>
	<u>172,015</u>	<u>195,434</u>

25 OTROS INGRESOS Y GASTOS

Este rubro comprende:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Otros ingresos		
Intereses - devolución SUNAT (a)	94,824	31,146
Recupero provisiones civiles	15,621	10,474
Reclamos y/o indemnizaciones (seguros/incumplimiento)	10,397	4,001
Servicios operaciones marítimas	4,017	3,501
Recupero provisiones laborales	1,230	27
Recupero provisión cobranza dudosa comerciales	668	1,427
Inversiones comprometidas recibidas	-	6,437
Otros ingresos	<u>8,730</u>	<u>11,799</u>
	<u>135,487</u>	<u>68,812</u>
Otros gastos		
Remediación Ambiental (Lote 8) (b)	(22,474)	-
Provisión por siniestros en oleoducto (Nota 16-b) (c)	(10,806)	(33,706)
Costo neto enajenación	(102)	(1,802)
Provisión para pensión de Jubilación	(34)	(32)
Derecho patrimonial	(64)	-
Desvalorización de suministros	-	(8)
	<u>(33,480)</u>	<u>(35,548)</u>

(a) Durante el 2018, la SUNAT emitió tres Resoluciones de Intendencia a favor de la Compañía, correspondientes a la devolución de los reclamos de los Expedientes No.07873-2012-0-1801-JR-CA-13, No.02529-2010-2-1801-JR-CA-14 y No.00114-2012-1801-JR-CA-07. Dichas devoluciones incluyen intereses por US\$42,813 miles, US\$38,333 y US\$13,678 miles, respectivamente (Nota 9).

(b) Corresponde a la provisión de procesos arbitrales con respecto a las contingencias de remediación ambiental en el Lote 8 interpuestos por Pluspetrol Norte S.A. por US\$22,474 miles.

(c) Corresponde a los gastos incurridos por la Compañía en las labores de limpieza, monitoreo ambiental, recuperación y recojo de materiales, entre otros relacionados a los siniestros del Oleoducto Norperuano. La Compañía espera recuperar estos gastos mediante la indemnización de la Compañía de seguros.

26 INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

Los ingresos y gastos financieros comprenden:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Intereses sobre depósitos bancarios	4,226	1,707
Intereses sobre cuentas por cobrar	707	1,212
Ganancia por instrumentos financieros derivados	<u>12,088</u>	<u>476</u>
	<u>17,021</u>	<u>3,395</u>
Intereses préstamos de capital de trabajo	(31,888)	(31,541)
Pérdida por instrumentos financieros derivados	(17,040)	(20,210)
Otros	-	(93)
	<u>(48,928)</u>	<u>(51,844)</u>

27 SITUACIÓN TRIBUTARIA

a) Tasas Tributarias -

De acuerdo con la legislación vigente la Compañía está sujeta en forma individual a los impuestos que le sean aplicables. La Gerencia considera que ha determinado las bases imponibles bajo el régimen general del impuesto a las ganancias de acuerdo con la legislación tributaria vigente, la que exige agregar y deducir al resultado, mostrado en los estados financieros, aquellas partidas que la referida legislación reconoce como gravables y no gravables, respectivamente. La tasa del impuesto a las ganancias ha sido fijada en 29.5% desde el 2017 en adelante, mediante Decreto Legislativo N° 1261 publicado el 10 de diciembre de 2016.

Cabe agregar que, de acuerdo a la legislación tributaria vigente en Perú, los sujetos no domiciliados tributan sólo por sus rentas de fuente peruana. Así, en términos generales las rentas obtenidas por sujetos no domiciliados por servicios prestados en nuestro país se encontrarán gravadas con el Impuesto a las ganancias con una tasa de 30% sobre base bruta, esto en tanto no corresponda la aplicación de un Convenio para Evitar la Doble Imposición (CDI). Para efectos de los servicios de asistencia técnica o servicios digitales prestados por sujetos no domiciliados en favor de sujetos domiciliados resultará indistinto el lugar de prestación de los mismos y en todos los casos se encontrará gravado con el Impuesto a Renta con una tasa de 15% y 30% sobre base bruta, respectivamente. La tasa aplicable a los servicios de asistencia técnica será de 15%, siempre que se cumpla con los requisitos señalados en la Ley del Impuesto a las ganancias.

b) Determinación del impuesto a las ganancias -

La Compañía al calcular su materia imponible por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y de 2017, ha determinado un impuesto a las ganancias corriente por US\$3,906 miles y US\$85,687 miles, respectivamente.

El gasto por impuesto a las ganancias mostrado en el estado de resultados integrales comprende:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Corriente	3,681	85,687
Diferido	<u>54,042</u>	<u>(22,728)</u>
	<u>57,723</u>	<u>62,959</u>

La conciliación de la tasa efectiva del impuesto a las ganancias con la tasa tributaria es como sigue:

	<u>2018</u>		<u>2017</u>	
	US\$000	%	US\$000	%
Resultado antes de impuestos a las ganancias	<u>177,275</u>	<u>100.00</u>	<u>248,063</u>	<u>100.00</u>
Impuesto a las ganancias teórico 29.5%	52,296	29.50	73,179	29.50
Gastos no deducibles permanentes	18,035	10.17	18,563	7.13
Ingresos no gravables permanentes	(32,328)	(18.24)	(9,256)	(3.73)
Efecto de diferencia en cambio en activo fijo tributario	45,068	25.42	(25,773)	(10.39)
Efecto en (menor) mayor impuesto corriente por diferencia en cambio tributaria	(27,296)	(15.40)	16,182	6.52
Otros	<u>1,948</u>	<u>1.10</u>	<u>(9,936)</u>	<u>(4.00)</u>
Impuestos a las ganancias corriente y diferido	<u>57,723</u>	<u>32.55</u>	<u>62,959</u>	<u>25.38</u>

Los ingresos no gravables permanentes de 2018 están relacionados principalmente a intereses cobrados a SUNAT por la devolución de impuestos relacionados a las ventas inafectas de combustible Turbo A-1.

La Administración Tributaria tiene la facultad de revisar y, de ser el caso, corregir el impuesto a las ganancias determinado por la Compañía en los cuatro últimos años, contados a partir del 1 de enero del año siguiente al de la presentación de la declaración jurada del impuesto correspondiente (años abiertos a fiscalización). Los años 2013 al 2018 están abiertos a fiscalización. Debido a que pueden surgir diferencias en la interpretación por parte de la Administración Tributaria sobre las normas aplicables a la Compañía, no es posible anticipar a la fecha si se producirán pasivos tributarios adicionales como resultado de eventuales revisiones. Cualquier impuesto adicional, moras, recargos e intereses, si se produjeran, serán reconocidos en los resultados del año en el que la diferencia de criterios con la Administración Tributaria se resuelva. La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia como resultado de estas posibles revisiones.

De acuerdo con la legislación vigente, para propósitos de la determinación del Impuesto a las ganancias y del Impuesto General a las Ventas, debe considerarse precios de transferencia por las operaciones con partes relacionadas y/o paraísos fiscales, para tal efecto debe contarse con documentación e información que sustente los métodos y criterios de valuación aplicados en su determinación. La Administración Tributaria está facultada a solicitar esta información al contribuyente. Con base en el análisis de las operaciones de la Compañía, la Gerencia y sus asesores legales opinan que, como consecuencia de la aplicación de esta norma, no surgirán contingencias de importancia para la Compañía al 31 de diciembre de 2018.

c) Impuesto Temporal a los Activos Netos -

Compañía esta afecta al Impuesto Temporal a los Activos Netos, cuya base imponible está constituida por el valor de los activos netos ajustados al cierre del ejercicio anterior al que corresponda el pago, deducidas las depreciaciones, y amortizaciones admitidas por la Ley del Impuesto a las Ganancias, según lo señalado por la norma respectiva (Ley N° 28424 y su Reglamento). La tasa del Impuesto es del 0.4% para los periodos 2018 y 2017 aplicable al monto de los activos netos que excedan de S/1 millón. El citado impuesto podrá ser pagado al contado o en nueve cuotas mensuales sucesivas. El monto pagado puede ser utilizado contra los pagos a cuenta del Régimen General del Impuesto a las Rentas de los períodos tributarios de marzo a diciembre del ejercicio gravable por el cual se pagó el impuesto hasta la fecha de vencimiento de cada uno de los pagos a cuenta y contra el pago de regularización del impuesto a las ganancias del ejercicio gravable al que corresponda.

d) Impuesto a las Transacciones Financieras -

Por los años 2018 y 2017, la tasa del Impuesto a las Transacciones Financieras ha sido fijada en 0.005% y resulta aplicable sobre los cargos y créditos en las cuentas bancarias o movimientos de fondos a través del sistema financiero, salvo que la misma se encuentre exonerada. Estos son contabilizados como gasto por tributos en gastos administrativos.

e) Régimen Tributario del Impuesto General a las Ventas -

La tasa vigente del Impuesto General a las Ventas (incluido el IPM) es 18%.

La Compañía ha considerado acogerse al Régimen de Recuperación Anticipada del IGV, pues a través del mismo se podrá obtener la devolución del IGV que gravó las importaciones y/o adquisiciones locales de bienes de capital nuevos, bienes intermedios nuevos, servicios y contratos de construcción; realizados en la etapa pre-productiva, a ser empleados directamente para la ejecución del PMRT.

El 21 de octubre de 2016, PETROPERÚ S.A., presentó a PROINVERSIÓN la solicitud de acogimiento al Régimen de Recuperación Anticipada del IGV. Como parte del trámite, el expediente fue remitido por PROINVERSIÓN al Ministerio de Energía y Minas (MEM) y al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). Al respecto, se ha emitido el Informe Técnico Legal N°0125-2017-MEM-DGH-DPTC-DNH, mediante el cual el Ministerio de Energía y Minas aprueba el cronograma de inversión presentado por PETROPERÚ S.A. por la suma de US\$2,958,000 miles.

Dicho Informe fue remitido al MEF el día 29 de diciembre de 2017, entidad que posteriormente emitió el Informe N°117-2018-EF/61.01 opinando en forma favorable sobre la lista de bienes, servicios y contratos de construcción del PMRT sujetas al acogimiento al Régimen de Recuperación Anticipada del IGV.

Mediante Resolución Ministerial N°212-2018-MEM/DM publicada en el diario oficial "El Peruano" de fecha 8 de junio de 2018, el MEM aprueba el acogimiento de la Compañía al Régimen de Recuperación Anticipada del IGV y la correspondiente lista de bienes, servicios y contratos de construcción del PMRT acogidas al citado Régimen.

El 31 de julio de 2018, la Compañía solicitó la devolución del IGV pagado entre los meses de octubre de 2016 a marzo de 2017 en las adquisiciones vinculadas al Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara que se acogió al Régimen de Recuperación por la suma de US\$25,133 miles (equivalente a S/84,924 miles). Mediante Resolución de Intendencia N°012-180-0017401 la SUNAT aprobó e hizo efectiva la devolución de S/83,015 miles.

Posteriormente, el 19 de octubre de 2018 la Compañía solicitó la devolución del IGV pagado entre los meses de abril a setiembre de 2017 en las adquisiciones vinculadas al Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara por la suma de US\$34,293 miles (equivalente a S/115,465 miles). Mediante Resolución de Intendencia N°012-180-0017799 la SUNAT aprobó e hizo efectiva la devolución de US\$18,869 miles (equivalente a S/63,760 miles).

Finalmente, el 12 de diciembre de 2018 la Compañía solicitó la devolución del IGV pagado entre los meses de abril a octubre de 2017 a marzo de 2018 en las adquisiciones vinculadas al Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara por la suma de US\$23,584 miles (equivalente a S/79,692 miles) que se encuentra pendiente de devolución por parte de la Autoridad Tributaria.

f) Principales cambios tributarios vigentes a partir del 1 de enero de 2019.

El 13 de setiembre de 2018, se emitió el Decreto Legislativo N°1422 que establece ciertos cambios a la legislación tributaria que tendrán efecto a partir del año 2019. Los cambios que la Compañía considera les son de mayor importancia, se resumen como sigue:

- **Beneficiarios finales:** Se establece la obligación de las personas jurídicas y/o entes jurídicos de informar la identidad de sus beneficiarios finales.
- **Precios de Transferencia:** Se amplía el ámbito de aplicación de la normativa de Precios de Transferencia a las transacciones realizadas desde, hacia o a través de países o territorios no cooperantes o con sujetos cuyos ingresos o ganancias gocen de un régimen fiscal preferencial. Asimismo, se establece que el valor de mercado para las operaciones de exportación e importación de bienes que tengan cotizaciones conocidas en el mercado, incluyendo los de instrumentos financieros derivados, o de bienes cuyos precios se fijan tomando como referencia dichas cotizaciones.
- **Devengo:** Se establece una definición legal de devengo para el reconocimiento de ingresos y gastos para fines del Impuesto a la Renta, según la cual las rentas de tercera categoría se entienden devengadas cuando se hayan producido los hechos sustanciales generadores del ingreso y el derecho al mismo no se encuentra sujeto a una condición suspensiva. El devengo del ingreso se generará independientemente de la oportunidad en que se cobre y aun cuando no se hubieran fijado los términos precisos para su pago. Cuando la contraprestación o parte de ésta se fije en función de un hecho o evento que se producirá en el futuro, el ingreso se devengará cuando dicho hecho ocurra. Además de la regla general descrita anteriormente, se establecen reglas particulares que se deberán cumplir dependiendo del tipo de operación para que se produzca el devengo del ingreso.

- Deducibilidad de gastos financieros: Se incorporan nuevas reglas para la deducibilidad de intereses a partir del 2021, que toman como referencia el EBITDA de las empresas.
- Clausula Anti-elusiva General (Norma XVI): Se ha establecido un procedimiento especial para la aplicación de la Norma XVI, según el cual la SUNAT podrá aplicar lo dispuesto en los párrafos segundo al quinto de la Norma XVI en el marco de una fiscalización definitiva, siempre que se cuente previamente con la opinión favorable de un Comité Revisor integrado por tres funcionarios de SUNAT. Asimismo, se ha establecido la obligación del Directorio de aprobar, ratificar o modificar los actos, situaciones y relaciones económicas a realizarse (o realizadas) en el marco de la "planificación fiscal". Por último, se establece un nuevo supuesto de responsabilidad solidaria para los representantes legales del deudor tributario cuando éste sea sujeto de la aplicación de la Norma XVI, siempre que tales representantes hubieren colaborado con el diseño o la aprobación o la ejecución de actos o situaciones o relaciones económicas previstas en la citada norma.

g) Revisión Fiscal de la Autoridad Tributaria -

Como resultado del proceso de fiscalización del Impuesto a las ganancias del periodo 2011, la Compañía pagó el importe de US\$2,940 miles (equivalente a S/9,540 miles) por concepto de impuesto, intereses y multas. Sin embargo, debido a la diferencia entre la Pérdida Tributaria determinada por SUNAT y la declarada por la Compañía, según la Resolución de Intendencia N° 0150140009896 de fecha 27 de julio de 2011, correspondiente al ejercicio 2008, la SUNAT notificó el 11 de diciembre de 2017 la Resolución de Determinación N° 012-003-0090872 por el monto de US\$2,667 miles (equivalente a S/8,653 miles), la cual fue reclamada por la Gerencia Corporativa Legal (Sub Gerencia Tributaria, Cumplimiento Regulatorio y ambiental) en el plazo de ley y resuelta en forma desfavorable para la Compañía mediante Resolución de Intendencia N° 0150150014244 de fecha 16 de julio de 2018. La Compañía ha interpuesto el recurso de apelación contra dicha Resolución, encontrándose pendiente de resolver por el Tribunal Fiscal (Expediente N° 11632-2018).

La referida Resolución de Intendencia N° 0150140009896, emitida por Impuesto a la Renta del ejercicio 2008, ha sido objeto de un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal (Expediente N° 10758-2011) pendiente de resolver a la fecha.

En relación al ejercicio fiscal 2007, se encuentra pendiente de resolver un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal por reparos determinados por SUNAT respecto del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo (Expediente N° 17806-2012 señalado en literal vi del acápite anterior).

En cuanto al ejercicio fiscal 2006, se encuentra pendiente de resolver un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal por reparos determinados por SUNAT respecto de pagos a cuenta del Impuesto a la Renta (Expediente N° 10971-2011, respectivamente). En agosto de 2018, la Compañía fue notificada con la Resolución del Tribunal Fiscal N° 06573-1-2018 con un pronunciamiento favorable a la Compañía, al dejar sin efecto los reparos al IGV de enero a diciembre de 2006.

Finalmente, respecto al ejercicio fiscal 2005, se encuentra pendiente de resolver un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal por reparos determinados por SUNAT respecto del Impuesto a la Renta (Expediente N° 164-2011).

Al 31 de diciembre de 2018, PETROPERÚ S.A. el proceso de fiscalización de Impuesto a la Renta del periodo enero a diciembre de 2012, a cargo de SUNAT, se encuentra pendiente de resolución.

28 CONTINGENCIAS

La Compañía mantiene pendientes de resolución las siguientes demandas laborales, civiles, tributarias y aduaneras de naturaleza contingente consideradas como posibles:

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
	US\$000	US\$000
Procesos civiles (a)	141,219	40,839
Procesos tributarios y aduaneros (b)	39,274	61,817
Procesos laborales	3,803	6,628
	<u>184,296</u>	<u>109,284</u>

El movimiento de las contingencias se detalla a continuación:

	Saldos al 1 de enero	Adiciones	Extornos	Saldos al 31 de diciembre
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Procesos civiles (a)	40,839	130,023	(29,643)	141,219
Procesos tributarios y aduaneros (b)	61,817	3,374	(25,917)	39,274
Procesos laborales	<u>6,628</u>	<u>1,691</u>	<u>(4,516)</u>	<u>3,803</u>
	<u>109,284</u>	<u>135,088</u>	<u>(60,076)</u>	<u>184,296</u>

(a) Durante el 2018, la Compañía principalmente adicionó a sus revelaciones el proceso arbitral interpuesto por Savia Perú S.A. por US\$100,000 miles iniciado en el 2018, correspondientes a una reclamación al contrato de alquiler que brinda la Compañía y un proceso contencioso administrativo iniciado por el OEFA debido a supuestas infracciones de normas ambientales por US\$24,238 miles. Asimismo, se resolvieron y pagaron los arbitrajes interpuestos por Pluspetrol Norte S.A. y la Refinería La Pampilla S.A. por US\$22,474 miles y US\$5,180 miles, respectivamente.

(b) Durante el 2018, principalmente se resolvieron a favor de la Compañía los procedimientos contenciosos tributarios de los Expedientes N°8616-2016 y N°11697-2017 por US\$9,295 miles y US\$14,563 miles, respectivamente.

29 GANANCIAS BÁSICAS Y DILUIDAS POR ACCIÓN

El cálculo de las ganancias básicas y diluidas por acción al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, que se expresan por el mismo valor al no existir acciones con efecto dilutivo, se presenta a continuación:

	Utilidad US\$000	Promedio ponderado de acciones en circulación	Utilidad por acción
2018:			
Ganancias básicas y diluidas por acción	119,552	4,019,014	0.030
2017:			
Ganancias básicas y diluidas por acción	185,104	3,415,046	0.054

30 GARANTÍAS Y COMPROMISOS

(a) Garantías y cartas fianzas -

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía mantiene cartas fianzas emitidas por instituciones financieras locales a favor de proveedores por US\$31,377 miles (equivalente a S/106,203 miles) y por US\$33,518 miles.

Las garantías relacionadas a las obligaciones financieras se encuentran reveladas en la Nota 13.

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017 la Compañía no mantiene compromisos de arrendamientos operativos de largo plazo.

(b) Compromisos -

El gasto de inversión contratado que representa compromisos a la fecha del estado de situación financiera pero no reconocido es como sigue:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> U\$000
Propiedad, planta y equipo	<u>23,298</u>	<u>50,639</u>

El gasto por los periodos 2018 y 2017 por este concepto ascendieron a US\$26,861 miles y US\$22,933 miles respectivamente, y fue registrado en los rubros gastos de ventas y costo de venta del estado de resultados integrales.

Los pagos mínimos futuros en virtud de los arrendamientos operativos no cancelables al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, son los siguientes:

	<u>2018</u> US\$000	<u>2017</u> US\$000
Menor a 1 año	17,701	26,861
Entre 1 año y menor a 3 años	4,594	21,884
Mayor a 3 años	<u>1,003</u>	<u>1,894</u>
Total	<u>23,298</u>	<u>50,639</u>

A partir del año 2019, la Compañía adoptará la NIIF 16 Arrendamiento (Nota 2.1)

31 PARTES RELACIONADAS

El Gobierno peruano es dueño de las acciones de capital de la Sociedad y está representado por cada miembro de la Junta General de Accionistas. Según el vigésimo tercer artículo del Estatuto de PETROPERÚ S.A., la Junta General de Accionistas se compone de cinco miembros en representación de las acciones de clase "A" y "B" de propiedad del Estado peruano: El Ministerio de Energía y Minas, quien lo presidirá y cuatro miembros en representación del Estado peruano designado por Decreto Supremo. Las transacciones entre la Sociedad y el gobierno peruano y el Ministerio de Energía y Minas están relacionados con las transacciones con los accionistas.

32 EVENTOS POSTERIORES

Entre el 31 de diciembre de 2018 y la fecha de aprobación de los estados financieros, no han ocurrido eventos posteriores significativos que en opinión de la Gerencia de la Compañía requieran alguna divulgación adicional o algún ajuste material a los saldos presentados en los estados financieros.

