



# PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

**Estados Financieros**

**31 de diciembre de 2015 y 2014**

**(Con el Dictamen de los Auditores Independientes)**



**KPMG en Perú**  
Torre KPMG. Av. Javier Prado Oeste 203  
San Isidro. Lima 27, Perú

Teléfono 51 (1) 611 3000  
Fax 51 (1) 421 6943  
Internet [www.kpmg.com/pe](http://www.kpmg.com/pe)

## DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

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

1. Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A. (en adelante la Compañía), que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y de 2014 y al 1 de enero de 2014, y los estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y de 2014, y el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas incluidas en las Notas 1 a la 31 adjuntas a dichos estados financieros.

### **Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros**

2. La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera y del control interno que la Gerencia determina que es necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de errores materiales, ya sea debido a fraude o error.

### **Responsabilidad del Auditor**

3. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en 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. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener seguridad razonable de que los estados financieros estén libres de errores materiales.
4. Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y las divulgaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar esas evaluaciones de riesgo, el auditor considera el control interno pertinente de la Compañía en la preparación y presentación razonable de los estados financieros a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía. Una auditoría también comprende la evaluación de si las políticas contables aplicadas son apropiadas y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido, es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

### Opinión

5. En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A. al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y al 1 de enero de 2014, su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y de 2014, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

### Otro Asunto

6. Con fecha 26 de marzo de 2015 hemos emitido una opinión calificada de auditoría sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, debido a que la Compañía i) incumplió uno de los ratios financieros exigidos en los compromisos del Contrato de Préstamo Sindicado; dicha situación originó que la obligación financiera no corriente ascendente a miles de S/ 1,494,500 deba ser presentada en el pasivo corriente en conformidad con la NIC 1 Presentación de estados financieros, presentación que no fue efectuada por la Compañía ii) no registró el deterioro de su propiedad, planta y equipo por miles de S/ 112,000; así como su efecto en el activo por impuesto a las ganancias diferido que asciende en miles de S/ 29,000 de acuerdo a lo establecido en las Normas Internacionales de Contabilidad N° 36 "Deterioro de Activos" y N° 12 "Impuestos a las Ganancias", respectivamente y iii) registró indebidamente ingreso por diferencia en cambio por miles de S/ 54,000 correspondiente a la partida no monetaria denominada "Anticipo a Proveedores". Como se indica en la nota 2(H) la Compañía ha reexpresado los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 incluyendo tales ajustes. Nuestra opinión no contiene calificación relacionada con este asunto.

Lima, Perú

17 de marzo de 2016

CAIPO Y ASOCIADOS

Refrendado por:



Henry Córdova C. (Socio)  
C.P.C.C. Matrícula N° 01-28989

# **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.**

## **Estados Financieros**

**31 de diciembre de 2015 y 2014**

<b>Contenido</b>	<b>Página</b>
Estado de Situación Financiera	1
Estado de Resultados Integrales	2
Estado de Cambios en el Patrimonio	3
Estado de Flujos de Efectivo	4 - 5
Notas a los Estados Financieros	6 - 78

S/ = Sol

US\$ = Dólar estadounidense

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Estado de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2015, de 2014 y al 1 de enero de 2014

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2015</b>	<b>2014 (Reexpresado ver nota 2H)</b>	<b>01.01.2014</b>
<b>Activo</b>				
<b>Activo corriente</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	64,971	617,936	302,540
Cuentas por cobrar comerciales, neto	8	798,529	714,796	775,712
Otras cuentas por cobrar, neto	9	192,713	289,689	199,156
Inventarios	10	1,707,722	1,749,544	2,368,596
Gastos contratados por anticipado		18,142	2,348	2,276
<b>Total activo corriente</b>		<b>2,782,077</b>	<b>3,374,313</b>	<b>3,648,280</b>
<b>Activo no corriente</b>				
Otras cuentas por cobrar	9	721,978	653,859	653,859
Inversiones en asociadas		7,213	7,213	7,213
Propiedad, planta y equipo, neto	11	5,825,724	4,020,029	2,872,874
Otros activos no financieros	12	59,339	67,235	139,424
<b>Total activo no corriente</b>		<b>6,614,254</b>	<b>4,748,336</b>	<b>3,673,370</b>
<b>Total activo</b>		<b>9,396,331</b>	<b>8,122,649</b>	<b>7,321,650</b>

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2015</b>	<b>2014 (Reexpresado, ver nota 2H)</b>	<b>01.01.2014</b>
<b>Pasivo</b>				
<b>Pasivo corriente</b>				
Otros pasivos financieros	13	2,498,485	3,485,367	1,725,571
Cuentas por pagar comerciales	14	1,083,636	929,242	1,628,391
Otras cuentas por pagar	15	304,731	265,690	220,115
Provisiones	16	135,361	146,933	127,700
<b>Total pasivo corriente</b>		<b>4,022,213</b>	<b>4,827,232</b>	<b>3,701,777</b>
<b>Pasivo no corriente</b>				
Otros pasivos financieros	13	1,422,083	-	-
Provisiones	16	569,119	536,263	539,314
Pasivo por impuesto a las ganancias	17	180,060	121,644	228,772
<b>Total pasivo no corriente</b>		<b>2,171,262</b>	<b>657,907</b>	<b>768,086</b>
<b>Total pasivo</b>		<b>6,193,475</b>	<b>5,485,139</b>	<b>4,469,863</b>
<b>Patrimonio</b>				
	18			
Capital emitido		1,949,969	1,945,853	1,863,039
Capital adicional		62,679	4,116	-
Otras reservas de capital		4,128	99,033	89,832
Ganancias acumuladas		1,186,080	588,508	898,916
<b>Total patrimonio</b>		<b>3,202,856</b>	<b>2,637,510</b>	<b>2,851,787</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>		<b>9,396,331</b>	<b>8,122,649</b>	<b>7,321,650</b>

Las notas adjuntas de la páginas 6 a la 78 forman parte de estos estados financieros.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Estado de Resultados Integrales

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado, ver nota 2H)</b>
Ingresos de actividades ordinarias	19	11,543,095	14,752,774
Otros ingresos operacionales	20	362,960	297,314
<b>Total ingresos brutos</b>		<b>11,906,055</b>	<b>15,050,088</b>
Costo de ventas	21	(9,884,163)	(14,101,611)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>2,021,892</b>	<b>948,477</b>
Gastos de venta y distribución	22	(408,061)	(378,495)
Gastos de administración	23	(572,203)	(469,570)
Otros ingresos	25	55,655	83,035
Otros gastos	25	(152,181)	(323,784)
<b>Total gastos de operación</b>		<b>(1,076,790)</b>	<b>(1,088,814)</b>
<b>Ganancia (pérdida) operativa</b>		<b>945,102</b>	<b>(140,337)</b>
Ingresos financieros	26	9,022	6,398
Gastos financieros	26	(67,538)	(63,301)
Diferencia de cambio, neta	4(a)	(178,455)	(128,281)
<b>Ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias</b>		<b>708,131</b>	<b>(325,521)</b>
Impuesto a las ganancias	27	(205,464)	107,128
<b>Ganancia (pérdida) del año</b>		<b>502,667</b>	<b>(218,393)</b>
Total otro resultado integral		-	-
<b>Total resultados integrales</b>		<b>502,667</b>	<b>(218,393)</b>
<b>Ganancia (pérdida) básica por acción básica y diluida en soles</b>	29	<b>0.258</b>	<b>(0.112)</b>

Las notas adjuntas de la páginas 6 a la 78 forman parte de estos estados financieros.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Estado de Cambios en el Patrimonio

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014

<i>En miles de soles</i>	Número de acciones (nota 18)	Capital emitido (nota 18)	Capital adicional (nota 18)	Otras reservas de capital (nota 18)	Ganancias acumuladas (nota 18)	Total patrimonio
<b>Saldos al 1 de enero de 2013</b>	<b>1,371,865,799</b>	<b>1,371,866</b>	<b>431,599</b>	<b>83,213</b>	<b>873,094</b>	<b>2,759,772</b>
Ganancia del año	-	-	-	-	92,015	92,015
<b>Total resultados integrales del año</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>92,015</b>	<b>92,015</b>
Transferencia a capital emitido	431,599,651	431,599	(431,599)	-	-	-
Transferencia a reserva legal	-	-	-	6,619	(6,619)	-
Capitalización ganancias acumuladas	59,573,605	59,574	-	-	(59,574)	-
<b>Total transacciones con accionistas</b>	<b>491,173,256</b>	<b>491,173</b>	<b>(431,599)</b>	<b>6,619</b>	<b>(66,193)</b>	<b>-</b>
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>1,863,039,055</b>	<b>1,863,039</b>	<b>-</b>	<b>89,832</b>	<b>898,916</b>	<b>2,851,787</b>
<b>Saldos al 1 de enero de 2014</b>	<b>1,863,039,055</b>	<b>1,863,039</b>	<b>-</b>	<b>89,832</b>	<b>898,916</b>	<b>2,851,787</b>
Pérdida del año	-	-	-	-	(218,393)	(218,393)
<b>Total resultados integrales del año</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(218,393)</b>	<b>(218,393)</b>
Transferencia a capital emitido	82,813,550	82,814	-	-	(82,814)	-
Transferencia a reserva legal	-	-	-	9,201	(9,201)	-
Aporte tesoro público	-	-	4,116	-	-	4,116
<b>Total transacciones con accionistas</b>	<b>82,813,550</b>	<b>82,814</b>	<b>4,116</b>	<b>9,201</b>	<b>(92,015)</b>	<b>4,116</b>
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Reexpresado, nota 2H)</b>	<b>1,945,852,605</b>	<b>1,945,853</b>	<b>4,116</b>	<b>99,033</b>	<b>588,508</b>	<b>2,637,510</b>
<b>Saldos al 1 de enero de 2015</b>	<b>1,945,852,605</b>	<b>1,945,853</b>	<b>4,116</b>	<b>99,033</b>	<b>588,508</b>	<b>2,637,510</b>
Ganancia del año	-	-	-	-	502,667	502,667
<b>Total resultados integrales</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>502,667</b>	<b>502,667</b>
Compensación parcial de la pérdida con reserva legal	-	-	-	(94,905)	94,905	-
Transferencia a capital emitido	4,115,795	4,116	(4,116)	-	-	-
Aporte tesoro público	-	-	62,679	-	-	62,679
<b>Total transacciones con accionistas</b>	<b>4,115,795</b>	<b>4,116</b>	<b>58,563</b>	<b>(94,905)</b>	<b>94,905</b>	<b>62,679</b>
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>1,949,968,400</b>	<b>1,949,969</b>	<b>62,679</b>	<b>4,128</b>	<b>1,186,080</b>	<b>3,202,856</b>

Las notas adjuntas de la páginas 6 a la 78 forman parte de estos estados financieros.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Estado de Flujos de Efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado, nota 2H)</b>
Actividades de operación:			
Efectivo neto generado por las operaciones		1,159,006	335,179
Pago de intereses		(67,538)	(63,301)
Pago de impuestos		(308,721)	(401,479)
<b>Efectivo neto provisto por (aplicado en) las actividades de operación</b>		<b>782,747</b>	<b>(129,601)</b>
Actividades de inversión:			
Compra de propiedades, planta y equipo	11	(1,844,518)	(1,383,607)
Compra de activo intangible		(3)	(33,179)
<b>Efectivo neto aplicado en las actividades de inversión</b>		<b>(1,844,521)</b>	<b>(1,416,786)</b>
Actividades de financiación:			
Obtención de préstamos de corto plazo		9,078,817	11,518,616
Pagos de préstamos a corto plazo		(8,441,615)	(9,597,524)
Aporte del tesoro público		62,679	4,116
<b>Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento</b>		<b>699,881</b>	<b>1,925,208</b>
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes al efectivo antes del efecto de las variaciones en el tipo de cambio		(361,893)	378,821
Efecto de las variaciones en el tipo de cambio en el efectivo y equivalentes al efectivo		44,733	(5,694)
Efecto de las variaciones en el tipo de cambio de otras cuentas		(235,805)	(57,731)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del año	7	617,936	302,540
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año</b>		<b>64,971</b>	<b>617,936</b>

Las notas adjuntas de la páginas 6 a la 78 forman parte de estos estados financieros.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Estado de Flujos de Efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014

Ajustes por conciliar la ganancia (pérdida) neta con el efectivo neto provisto por (aplicado en) las actividades de operación:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014 (Reexpresado, nota 2H)</b>
Ganancia (pérdida) del año	502,667	(218,393)
Ajustes:		
Provisión para cuentas de cobranza dudosa	12,818	1,278
Provisión desvalorización de suministros	(948)	(289)
Provisión de pensiones de jubilación	8,522	73,941
Provisión para beneficios sociales	43,642	41,319
Provisión para reclamos laborales, civiles y otras provisiones	78,283	275
Provisión para mejoras del medio ambiente	9,881	15,520
Depreciación y amortización	137,767	130,521
Recupero y deterioro de activos	(91,045)	111,701
Pasivo diferido por impuesto a las ganancias	58,416	(107,128)
Efecto de ajuste diferencia tipo de cambio no realizable	(10,929)	(97,873)
	<b>749,074</b>	<b>(49,128)</b>
Variaciones netas en las cuentas de activo y pasivo:		
Cuentas por cobrar comerciales	(84,248)	59,638
Otras cuentas por cobrar	(37,837)	(17,944)
Inventarios	42,770	718,941
Gastos contratados por adelantado	(15,794)	(72)
Cuentas por pagar comerciales	154,394	(699,149)
Otras cuentas por pagar	36,734	(79,196)
Provisión para pensiones de jubilación	(62,346)	(62,691)
<b>Efectivo neto provisto por (aplicado en) las actividades de operación</b>	<b>782,747</b>	<b>(129,601)</b>

Las notas adjuntas de la páginas 6 a la 78 forman parte de estos estados financieros.

## **1. Identificación 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 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.

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

La Segunda Disposición Final de la Ley N° 28840 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, excluyéndose expresamente también 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.

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 Compañía de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A. (su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2013-EM, el 27 de abril 2013) y supletoriamente por la Ley General de Sociedades, estando sujeta únicamente a la fiscalización de la Contraloría General y del Regulador del Sector Hidrocarburos.

Asimismo, de conformidad con lo señalado en la Tercera Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1031, le son aplicables el numeral 9.3 del artículo 9° y el artículo 12° de dicho Decreto Legislativo N° 1031, que promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado de fecha 23 de junio de 2008, y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 176-2010.EF, publicado el 19 de agosto de 2010.

También se le aplican las disposiciones de la Ley N° 30130 publicada el 18 de diciembre de 2013, "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." y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 008-2014-EM, publicado el 24 de marzo de 2014. El Gobierno Nacional ha otorgado garantías 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 Proyecto de Modernización de la Refinería Talara.

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

### **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, y v) las Normas del Sistema Nacional de Control.

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.

Como parte de su objeto social la Compañía lleva a cabo actividades previstas en la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos. 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 empresa pasivos firmes o contingentes, presentes o futuros, no afecten las garantías del Proyecto 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 empresa 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.

### **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. Las normas legales que se emitieron en el año 2015 y 2014 respecto de precios de los combustibles se describen en detalle en la nota 9(a).

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

- Los precios de los productos seguirán la tendencia del mercado internacional reflejada en los Precios de Paridad de importación calculados por PETROPERÚ S.A.

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

- Los precios netos de lista de PETROPERÚ S.A. incluido los factores de aportación/compensación del Fondo de Estabilización de Precios podrán fluctuar dentro de una franja establecida por política.
- En caso los precios excedan la franja de cada producto o canasta de productos durante un plazo determinado (tomando en consideración los Factores del Fondo) se planteará una propuesta de reajuste del precio sustentado al Comité Ejecutivo de Precios.
- Para las gasolinas, gasoholes, destilados medios y petróleos industriales, la comparación de precios netos se efectuará con la paridad de importación en Callao y en el caso del Gas Licuado de Petróleo (GLP) se usará la paridad de exportación en El Callao y el costo de adquisición del GLP en el mercado local.
- El análisis de la situación de los precios netos de lista de PETROPERÚ S.A. considerará en su análisis, los precios de referencia publicados por OSINERGMIN más un margen comercial diferenciado por cada combustible.

### **D. Aprobación de los estados financieros**

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 han sido aprobados por la Gerencia General de la Compañía el 15 de febrero de 2016. En opinión de la Gerencia, los estados financieros adjuntos no tendrán modificaciones y se elevarán al Directorio como información. De acuerdo con los Estatutos de la Compañía, el Directorio aprueba los estados financieros auditados anualmente, para luego someterlos a la aprobación final de la Junta General de Accionistas. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 (antes de la reexpresión) fueron aprobados por la Junta General de Accionistas el 13 de abril de 2015.

## **2. Bases de Preparación de los Estados Financieros**

### **A. Declaración de cumplimiento**

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

### **B. Responsabilidad de la información**

La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad de la Gerencia General 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.

### **C. Bases de medición**

Los presentes estados financieros surgen de los registros de contabilidad de la Compañía y han sido preparados con base en el costo histórico.

Los estados financieros se presentan en miles de soles, excepto cuando se indique una expresión monetaria distinta.

### **D. Moneda funcional y moneda de presentación**

Los estados financieros se presentan en Soles (S/), que es la moneda funcional y de presentación de la Compañía.

#### **E. Uso de estimaciones y juicios**

La preparación de estados financieros de acuerdo con NIIF requiere que la Gerencia utilice juicios, estimados y supuestos para determinar los saldos reportados de activos y pasivos, la exposición de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros así como los montos reportados de ingresos y gastos por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Las estimaciones contables, por definición, muy pocas veces serán iguales a los respectivos resultados reales. En opinión de la Gerencia, estas estimaciones se efectuaron sobre la base de su mejor conocimiento de los hechos relevantes y circunstancias a la fecha de preparación de los estados financieros; sin embargo, los resultados finales podrán diferir de las estimaciones incluidas en los estados financieros. La Gerencia de la Compañía no espera que las variaciones, si las hubiera, tengan un efecto importante sobre los estados financieros.

Las estimaciones y supuestos que tienen riesgo de causar ajustes a los saldos de los activos y pasivos reportados y los juicios críticos en la aplicación de las políticas contables se presentan a continuación.

#### **Supuestos y estimados contables críticos**

##### ***i. Vida útil y valor recuperable de las propiedades, planta y equipo (nota 11)***

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 proporcional al desgaste estimado de los activos medido en número de años. La vida útil de los activos se evalúa sobre la base de: i) las limitaciones físicas del activo, y ii) la evaluación de la demanda. 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.

##### ***ii. Provisión para mejoras del medio ambiente y para taponamiento de pozos (nota 16)***

La Compañía actualiza la valuación de la provisión para mejoras del medio ambiente de las unidades privatizadas y en las propias 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.

##### ***iii. Provisión para contingencias (nota 28)***

Por definición las obligaciones contingentes se confirmarán con la ocurrencia o no ocurrencia de uno o más eventos futuros sobre los que la Gerencia no tiene control. La determinación de las contingencias involucra inherentemente el ejercicio del juicio y el uso de supuestos sobre los resultados de eventos que se materializarán o no en el futuro.

Al 31 de diciembre de 2015 la Compañía afronta contingencias tributarias por un monto de S/ 119 millones que se revelan en la nota 28, que incluye principalmente los procesos administrativos seguidos contra el Tribunal Fiscal y la SUNAT por la fiscalización del Impuesto a las ganancias de los años comprendidos entre 2005 y 2008.

**iv. Revisión de valores en libros y provisión para deterioro (nota 11)**

La Compañía estima que el valor de sus activos permanentes se recuperará en el curso normal de sus operaciones. Dicho estimado se sustenta en supuestos sobre los niveles de producción y los estimados de la demanda de sus productos en el futuro.

La Compañía evalúa al final de cada periodo el valor recuperable de cada Unidad Generadora de Efectivo, mediante un Flujo de Caja Libre de la Firma Descontado. Los valores asignados a los supuestos clave representan la evaluación de la Gerencia de las futuras tendencias en la industria y se basan tanto en fuentes externas como internas. Los supuestos clave usados en el cálculo del valor recuperable se señalan a continuación:

- Las Unidades Generadoras de Efectivo identificadas por la Gerencia de la Compañía son: i) Producción y Comercialización: La UGE de Producción y Comercialización se compone de cuatro refinerías de PETROPERÚ S.A.: Talara, Iquitos, Conchán y El Milagro. Estas refinerías han establecido sinergias entre ellas, mediante las cuales transfieren productos en proceso, en ausencia de un mercado activo en la que puedan ser comercializados. , ii) Operaciones Oleoducto: Genera entradas de efectivo por el servicio de traslado y custodia de los crudos de la selva norte del país, por la exportación del crudo Piraña y por servicios brindados a la UGE Producción y Comercialización y iii) Unidades Alquiladas; agrupa todos los activos que originan las entradas de efectivo derivadas de los alquileres.
- Horizonte de proyección: 10 años.
- 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 PIRA Energy Group,
- Pronóstico volumétrico de compras de petróleo crudo productos: 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 PIRA Energy Group, 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.
- Pronóstico volumétrico de exportaciones: En el año 2016 se considera la exportación de Diesel 2 a YPF Bolivia. A partir del año 2019, se generarán excedentes de Diesel 2 de alto azufre (aprox. 2,500 ppm), como consecuencia de la obligación de comercializar Diesel B5 de 50 ppm, no siendo posible producirlo, por falta de Unidades de Hidrotratamiento; este Diesel será exportado.
- Tasa de descuento (WACC) el modelo utiliza una tasa de descuento en soles después de impuestos de 10.10% en términos nominales.
- Los costos y gastos proyectados se basan en los gastos presupuestados preparados por la Gerencia.

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

- Las proyecciones de flujo de caja incluyen el recupero del IGV hasta por el 18% de las exportaciones.
- Inversiones de capital: Se emplea la información del presupuesto 2016 aprobado mediante Acuerdo N° 080-2016-PP de fecha 29 de setiembre de 2015, sobre el cual se aplica una reducción progresiva a través del horizonte, hasta alcanzar una cifra cercana a la ejecución histórica.
- Recupero del Impuesto General a la Ventas (IGV) como parte de la estrategia importar Diesel de menos de 50 ppm y exportar el Diesel de más de 50 ppm, como consecuencia de la desactivación de las Unidades de Craqueo Catalítico y de la Unidad de Destilación al Vacío, proyectadas para el año 2019.

Los supuestos utilizados para el cálculo del deterioro pueden cambiar si las condiciones del mercado y la economía cambian. En la siguiente tabla se muestra la sensibilidad de la tasa de descuento manteniéndose todas las demás variables constantes, un incremento porcentual en la tasa de descuento podría originar reconocer un mayor deterioro en la UGE de Producción y Comercialización, caso contrario una menor tasa conllevaría a obtener mayores flujos de caja descontados que al compararse con el valor en libros de dicha UGE implicaría la reversión del deterioro hasta alcanzar el valor en libros. Respecto a las demás UGE un incremento o disminución de la tasa de descuento no conllevaría a reconocer una pérdida por deterioro.

*En miles de soles*

	Tasa de descuento	UGE Producción y Comercialización	UGE Operaciones Oleoducto	UGE Unidades Alquiladas
	9.60%	75,407	141,072	116,049
	9.85%	26,805	132,613	107,532
Análisis de sensibilidad	10.10%	(20,656)	124,316	99,178
	10.35%	(67,005)	116,176	90,985
	10.60%	(112,272)	108,190	82,947

### v. **Provisión para pensiones de jubilación (nota 16)**

El valor presente de la obligación para pensiones de jubilación depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo por pensiones incluyen a la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación del plan de jubilación.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones para pensiones de jubilación se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la nota 16(a) se presenta información adicional al respecto.

### F. **Negocio en marcha**

Los estados financieros han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que la Compañía podrá cumplir con los plazos de pago obligatorios de las obligaciones bancarias según se revela en la Nota 13.

La Compañía ha reconocido una ganancia después de impuestos por miles de S/ 502,667 por el año terminado el 31 de diciembre de 2015. A dicha fecha, los pasivos corrientes exceden los activos corriente en miles de S/ 1,240.

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

El capital de trabajo negativo en el año 2015, y en los últimos años se origina principalmente por los compromisos financieros relacionados a la obtención de financiamiento por el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara.

La Gerencia anticipa que cualquier requerimiento de pago adicional se cumplirá usando flujos de efectivo de la operación o usando otras formas alternativas de generación de capital tales como emisión de bonos o una colocación privada.

La Gerencia reconoce que permanece la incertidumbre respecto a los precios del crudo, sin embargo; la caída del precio del petróleo no afecta directamente 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, en el largo plazo, el precio de los productos si está influenciado por el precio del petróleo. De acuerdo a las proyecciones que la Gerencia utiliza basándose en los precios proporcionados por el consultor internacional PIRA Energy Group, los márgenes de refinación estimados para el periodo 2016-2025 se encuentran en un rango de 10.76 a 14.20 US\$/BL, los cuáles son conservadores al encontrarse por debajo de los márgenes de los últimos cinco años.

### **G. Información por segmentos**

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos usados por la autoridad encargada de la toma las decisiones operativas de la Compañía. La Gerencia General es la autoridad que toma las decisiones operativas de la Compañía y es la responsable de asignar los recursos y de evaluar el rendimiento de los segmentos operativos.

Para propósitos de gestión, la Gerencia analiza el desempeño de PETROPERÚ S.A. sobre la base de tres unidades generadoras de efectivo independientes a las que ha definido como sus segmentos operativos para efectos de la exposición de la información financiera (nota 5).

### **H. Re-expresión de los estados financieros**

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, han sido reexpresados, para corregir lo siguiente:

- i. La reclasificación de la obligación financiera no corriente a corriente por miles de S/ 1,494,500 por incumplimiento de uno de los ratios financieros exigidos en los compromisos del Contrato de Préstamo Sindicado, de acuerdo a lo establecido en la Norma Internacional de Contabilidad N° 1 “Presentación de Estados Financieros”.
- ii. El registro por el deterioro de su propiedad, planta y equipo por miles de S/ 111,701 con el efecto en el activo por impuesto a las ganancias diferido ascendente a miles de S/ 29,042 de acuerdo a lo indicado en las Normas Internacionales de Contabilidad N° 36 “Deterioro de Activos” y N° 12 “Impuesto a las ganancias”, respectivamente.
- iii. La reversión del ingreso por diferencia en cambio correspondiente a la partida no monetaria denominada “Anticipos a Proveedores” por miles de S/ 53,102 en cumplimiento de lo indicado por la Norma Internacional de Contabilidad N° 21 “Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera”.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

De acuerdo a los hechos y circunstancias descritas en los párrafos anteriores, la reexpresión de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 correspondieron a transacciones suscitadas en el año 2014, por tal motivo la presentación de un tercer estado de situación financiera no es necesaria; sin embargo, la Compañía para fines comparativos ha decidido presentar un tercer estado de situación financiera al principio del ejercicio comparativo más antiguo.

El efecto de las situaciones antes indicadas en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2014, en el estado de resultados integrales y estado de flujos de efectivo por el ejercicio 2014, se presentan a continuación:

**Estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2014**

<i>En miles de soles</i>	<b>Reportado</b>	<b>Ajustes</b>		<b>Reexpresado</b>
		<b>Cargo</b>	<b>Abono</b>	
<b>Activo corriente</b>	<b>3,378,801</b>	<b>9,366</b>	<b>13,854</b>	<b>3,374,313</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	608,570	9,366	-	617,936
Cuentas por cobrar comerciales, neto	714,796	-	-	714,796
Otras cuentas por cobrar, neto	299,530	-	9,841	289,689
Inventarios	1,749,544	-	-	1,749,544
Gastos contratados por anticipado	6,361	-	4,013	2,348
<b>Activo no corriente</b>	<b>4,913,139</b>	<b>-</b>	<b>164,803</b>	<b>4,748,336</b>
Otras cuentas por cobrar	653,859	-	-	653,859
Inversiones en asociadas	7,213	-	-	7,213
Propiedad, planta y equipo, neto	4,184,832	-	164,803	4,020,029
Activos intangibles	67,235	-	-	67,235
<b>Total activo</b>	<b>8,291,940</b>	<b>9,366</b>	<b>178,657</b>	<b>8,122,649</b>
<b>Pasivo corriente</b>	<b>3,333,615</b>	<b>833</b>	<b>1,494,500</b>	<b>4,827,232</b>
Otros pasivos financieros	1,990,867	-	1,494,500	3,485,367
Cuentas por pagar comerciales	929,242	-	-	929,242
Otras cuentas por pagar	266,573	883	-	265,690
Provisiones	146,933	-	-	146,933
<b>Pasivo no corriente</b>	<b>2,197,327</b>	<b>1,539,420</b>	<b>-</b>	<b>657,907</b>
Otros pasivos financieros	1,494,500	1,494,500	-	-
Provisiones	536,263	-	-	536,263
Pasivo por impuesto a las ganancias	166,564	44,920	-	121,644
<b>Total pasivo</b>	<b>5,530,942</b>	<b>1,540,303</b>	<b>1,494,500</b>	<b>5,485,139</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>2,760,998</b>	<b>169,292</b>	<b>45,804</b>	<b>2,637,510</b>
Capital emitido	1,945,853	-	-	1,945,853
Capital adicional	4,116	-	-	4,116
Otras reservas de capital	99,033	-	-	99,033
Resultados acumulados	711,996	169,292	45,804	588,508
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>8,291,940</b>	<b>1,709,595</b>	<b>1,540,304</b>	<b>8,122,649</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

**Estado de resultados integrales al 31 de diciembre de 2014**

<i>En miles de soles</i>	Reportado	Ajustes		Reexpresado
		Cargo	Abono	
Ingreso de actividades ordinarias	14,752,774	-	-	14,752,774
Otros ingresos operacionales	297,314	-	-	297,314
<b>Total ingresos brutos</b>	<b>15,050,088</b>	-	-	<b>15,050,088</b>
Costo de ventas	(13,989,910)	111,701	-	(14,101,611)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>1,060,178</b>	<b>111,701</b>	-	<b>948,477</b>
Gastos de venta y distribución	(378,495)	-	-	(378,495)
Gastos de administración	(469,570)	-	-	(469,570)
Otros ingresos	83,035	-	-	83,035
Otros gastos	(323,784)	-	-	(323,784)
<b>Total gastos de operación</b>	<b>(1,088,814)</b>	-	-	<b>(1,088,814)</b>
<b>Pérdida operativa</b>	<b>(28,636)</b>	<b>111,701</b>	-	<b>(140,337)</b>
Ingresos financieros	6,398	-	-	6,398
Gastos financieros	(63,301)	-	-	(63,301)
Diferencia de cambio, neta	(71,574)	56,707	-	(128,281)
Pérdida antes del impuesto a las ganancias	(157,113)	168,408	-	(325,521)
Impuesto a las ganancias	62,208	-	44,920	107,128
<b>Pérdida del año</b>	<b>(94,905)</b>	<b>168,408</b>	<b>44,920</b>	<b>(218,393)</b>

**Estado de flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2014**

<i>En miles de soles</i>	Reportado	Ajustes		Reexpresado
		Cargo	Abono	
Actividades de operación:				
Efectivo neto generado por las operaciones	476,789	-	141,610	335,179
Pago de intereses	(63,301)	-	-	(63,301)
Pago de impuestos	(401,479)	-	-	(401,479)
<b>Efectivo neto provisto por (aplicado en) las actividades de operación</b>	<b>12,009</b>	-	<b>141,610</b>	<b>(129,601)</b>
Actividades de inversión:				
Compra de propiedad, planta y equipo	(1,436,709)	53,102	-	(1,383,607)
Compra de activo intangible	(33,179)	-	-	(33,179)
<b>Efectivo neto aplicado en las actividades de inversión</b>	<b>(1,469,888)</b>	<b>53,102</b>	-	<b>(1,416,786)</b>
Actividades de financiación:				
Obtención de préstamos de corto plazo	11,518,616	-	-	11,518,616
Pagos de préstamos a corto plazo	(9,758,823)	161,299	-	(9,597,524)
Aporte del tesoro público	4,116	-	-	4,116
<b>Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento</b>	<b>1,763,909</b>	<b>161,299</b>	-	<b>1,925,208</b>
Aumento neto del efectivo y equivalentes al efectivo antes del efecto de las variaciones en el tipo de cambio	306,030	214,401	141,610	378,821
Efecto de las variaciones en el tipo de cambio en el efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	5,694	(5,694)
Efecto de las variaciones en el tipo de cambio de otras cuentas	-	-	57,731	(57,731)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del año	302,540	-	-	302,540
<b>Efectivo al final del periodo</b>	<b>608,570</b>	<b>214,401</b>	<b>205,035</b>	<b>617,936</b>

### **3. Principales Políticas Contables**

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estas políticas se han aplicado uniformemente en los períodos presentados, a menos que se indique lo contrario.

#### **A. Efectivo y equivalentes al efectivo**

Comprende el efectivo disponible y los depósitos a la vista con vencimiento original de tres meses o menos.

#### **B. Cuentas por cobrar comerciales**

Las cuentas por cobrar comerciales corresponden a los montos que la Compañía tiene derecho a exigir a sus clientes por la venta de productos terminados en el curso normal de los negocios. Aquellas cuentas cuyo vencimiento es menor a 12 meses contados desde la fecha de cierre de los estados financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y debido a que el efecto de su descuento es irrelevante, subsecuentemente se valorizan a su valor nominal, netas de la provisión para cuentas de cobranza dudosa.

Las cuentas por cobrar cuyo vencimiento es después de 12 meses contados a partir de la fecha del estado de situación financiera se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva. La provisión por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales se establece cuando existe evidencia objetiva de que la Compañía no podrá cobrar todos los montos vencidos de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar.

#### **C. Activos financieros**

##### ***Clasificación***

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: activos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas, activos financieros a ser mantenidos hasta su vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar y activos financieros disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito para el cual el activo financiero se adquirió. La Gerencia determina la clasificación de sus activos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial. Al 31 de diciembre de 2015 y de 2014, la Compañía sólo mantiene activos financieros de la categoría de préstamos y cuentas por cobrar.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados que dan derecho a pagos fijos o determinables y que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en el activo corriente, excepto por los de vencimiento mayor a 12 meses contados desde la fecha del estado de situación financiera. Estos últimos se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y las cuentas por cobrar se incluyen en cuentas por cobrar comerciales, en otras cuentas por cobrar y en efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de situación financiera.

##### ***Reconocimiento y medición***

La Compañía reconoce inicialmente los préstamos y cuentas por cobrar en la fecha en que se originan. Todos los demás activos y pasivos financieros se registran inicialmente en la fecha de negociación, fecha en la cual la Compañía asume el compromiso contractual.

La Compañía reconoce un activo financiero cuando los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo caducan, o transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales de una transacción en la que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo financiero se transfieren cuando ni se transfieren ni retienen sustancialmente los riesgos y beneficios de la propiedad y no se

retiene el control del activo transferido. Cualquier interés en dichos activos financieros que se dan de baja o que es retenido por la Compañía se reconoce como un activo o un pasivo por separado.

#### **D. Pasivos financieros**

##### ***Reconocimiento y medición***

De acuerdo con lo que prescribe la Norma Internacional de Contabilidad N° 39: Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, los pasivos financieros se clasifican, según correspondan, como: i) pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas y ii) otros pasivos financieros. La Compañía determina la clasificación de sus pasivos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial.

Los pasivos financieros de la Compañía incluyen los otros pasivos financieros, las cuentas por pagar comerciales y las otras cuentas por pagar.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente, se valorizan a su costo amortizado por el método de tasa de interés efectiva. El costo amortizado incorpora los costos directamente atribuibles a la transacción.

#### **E. Compensación de instrumentos financieros**

Los activos y pasivos financieros se compensan y el monto neto se reporta en el estado de situación financiera cuando existe derecho legalmente exigible para compensar los montos reconocidos y si existe la intención de liquidarlos sobre bases netas o de realizar el activo y pagar el pasivo simultáneamente.

#### **F. Deterioro de activos financieros**

La Compañía evalúa al final de cada periodo si hay evidencia objetiva de deterioro de un activo financiero o grupo de activos financieros. Si existe deterioro de un activo financiero o grupo de activos financieros, la pérdida por deterioro se reconoce sólo si hay evidencia objetiva de deterioro como resultado de uno o más eventos que ocurrieron después del reconocimiento inicial del activo (un "evento de pérdida") y ese evento de pérdida (o eventos) tiene un impacto sobre los flujos de efectivo estimados del activo financiero o grupo de activos financieros que pueden ser estimados confiablemente.

Evidencia de deterioro puede incluir indicadores de que los deudores o un grupo de deudores están atravesando dificultades financieras, el incumplimiento o retraso en el pago de intereses o del principal de sus deudas, la probabilidad de que caigan en bancarota u otro tipo de reorganización financiera y cuanta 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 mide como la diferencia entre el valor en libros de los activos y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados descontados con la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El valor en libros del activo se reduce y el monto de la pérdida se reconoce en el estado de resultados integrales.

Si, en un periodo posterior, el monto de la pérdida por deterioro disminuye y dicha disminución se relaciona objetivamente a un evento que haya ocurrido después que se reconoció dicho deterioro, la reversión de la pérdida por deterioro previamente reconocida se refleja en el estado de resultados integrales.

## **G. 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 promedio de producción. Los materiales y suministros al costo de adquisición promedio. Los inventarios por recibir al costo específico de adquisición.

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 ejercicio.

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 ejercicio.

## **H. Inversiones en asociadas**

### ***Inversiones en asociadas***

Las asociadas son todas las entidades sobre las que la Compañía ejerce influencia significativa pero no control. Generalmente estas entidades son aquellas en las que la Compañía mantiene una participación de entre 20% y 50% en las acciones con derecho a voto. Las inversiones en asociadas se registran por el método de participación patrimonial mediante el cual, la inversión se reconoce inicialmente al costo y posteriormente se incrementa o disminuye para reconocer la participación de la Compañía en las utilidades o pérdidas que obtiene la asociada después de la fecha de adquisición.

La participación de la Compañía en las utilidades o pérdidas posteriores a la adquisición de las asociadas se reconoce en el estado de resultados integrales y su participación en los otros resultados integrales de las asociadas que surgen con posterioridad a su adquisición se reconoce del mismo modo como otros resultados integrales a través de un ajuste al costo de la inversión. Cuando la participación de la Compañía en las pérdidas de una asociada es igual o excede al monto de su participación en ésta más cualquier cuenta por cobrar no garantizada, la Compañía no reconoce pérdidas por encima del monto de su inversión, a menos que esté obligada legal o implícitamente o efectúe pagos por cuenta de la asociada.

A la fecha de cada estado de situación financiera la Compañía determina si existe evidencia objetiva de deterioro en sus inversiones en asociadas. De ser el caso, la Compañía calcula el monto de la pérdida por deterioro que corresponde a la diferencia entre el valor recuperable de la inversión en la asociada y su valor en libros. Si el valor en libros resulta mayor que el valor recuperable de la inversión la diferencia se reconoce con cargo a los resultados integrales en la cuenta participación en las utilidades/(pérdidas) de asociadas.

## **I. Propiedad, planta y equipo**

### ***General***

La cuenta 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 fabricación, incluyendo aranceles e impuestos de compra no reembolsables y cualquier costo necesario, el estimado inicial de la obligación de desmantelar 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 la propiedad, planta y equipo se reconocen a nivel de componente importante.

Los gastos incurridos para reemplazar un componente de una partida o elemento de propiedad, planta y equipo se capitalizan por separado y se castiga el valor en libros del componente que se reemplaza. En el caso de que el componente que se reemplaza no se haya considerado como un componente separado del activo, el valor de reemplazo del componente nuevo se usa para estimar el valor en libros del activo 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 imputan al costo de producción o al gasto según corresponda. Los activos en etapa de construcción se capitalizan como un componente separado. A su culminación, el costo de estos activos se transfiere a su categoría definitiva. Los activos en proceso de construcción reflejados en la cuenta trabajos en curso no son objeto de depreciación hasta que se transfieren a su cuenta definitiva.

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.

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.

### ***Mantenimiento rutinario y mantenimiento mayor***

Los gastos de mantenimiento y de reparación rutinarios se cargan al costo de producción o al gasto, según corresponda, en el período en el que estos se incurren.

El mantenimiento mayor de bienes del activo fijo corresponde al que se requiere efectuar cada cierto número de años con el objeto de mantener la capacidad operativa del activo de acuerdo con las especificaciones técnicas del proveedor del activo. El mantenimiento mayor de activos comprende el costo de reemplazo de partes y piezas importantes y los costos de reacondicionamiento. La estimación del costo del mantenimiento mayor de los activos se estima y capitaliza a la fecha de su reconocimiento inicial como un componente separado y se deprecia en el tiempo estimado en el que se estima se requerirá efectuar el siguiente mantenimiento de este tipo.

### **Depreciación**

Los terrenos no se deprecian. La depreciación anual se reconoce como gasto y se calcula siguiendo el método de línea recta en función de la vida útil estimada de los bienes del activo fijo, como sigue:

	<b>Años en promedio</b>
Edificios y construcciones	25
Maquinaria y equipo	12
Tanques de almacenamiento	20
Equipo diverso	10
Muebles y enseres	5
Equipo de cómputo	3
Unidades de transporte	5

El valor en libros de un activo se castiga inmediatamente a su valor recuperable si el valor en libros del activo es mayor que el estimado de su valor recuperable.

### **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 resultado integral. 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 (unidades generadoras de efectivo) 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.

### **Actividades de desarrollo de hidrocarburos**

Los costos asociados con actividades de desarrollo correspondientes a desembolsos efectuados en la perforación y culminación de pozos en desarrollo, se capitalizan como parte de propiedad, planta y equipo y se amortizan desde el inicio de la actividad comercial de los proyectos relacionados.

## **J. Activos intangibles**

### **Licencias de programas de cómputo**

Las licencias de los programas de cómputo adquiridas 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).

***Programas de cómputo (software) generados internamente***

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.

Otros costos de desarrollo que no cumplan con estos criterios se reconocen en el estado de resultados integrales conforme se incurren y no se reconocen como un activo en períodos subsiguientes.

Los costos incurridos en el desarrollo de programas de cómputo reconocidos como activos se amortizan en el plazo de sus vidas útiles estimadas (entre tres y cinco años).

**K. Costos de endeudamiento**

Los costos generales y específicos 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.

Los demás costos de endeudamiento se reconocen en resultados integrales en el periodo en el que se incurren.

**L. 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 tangibles e intangibles de larga duración, 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 unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Siempre y cuando se identifique un criterio consistente y razonable de distribución, los activos comunes son también distribuidos a

las unidades generadoras de efectivo individuales o, en su defecto, al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo 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 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.

Si se observan tales indicios la Compañía estima el importe recuperable del activo cuyo valor en libros fue previamente reducido por deterioro. Las pérdidas por deterioro previamente reconocidas, se extornan sólo si el incremento en el valor recuperable del activo obedece a cambios en los estimados que se usaron en la oportunidad en que se reconoció la pérdida por deterioro. En estas circunstancias, el valor en libros del activo se incrementa a su valor recuperable. El reconocimiento de la reversión de pérdidas por deterioro previamente registradas no puede dar como resultado que el valor en libros del activo exceda el monto que le habría correspondido a ese activo, neto de su depreciación, si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro previamente registrada. La reversión de la pérdida por deterioro se reconoce en el estado de resultados integrales.

#### **M. Arrendamiento**

La Compañía es el arrendador en un arrendamiento operativo.

Las propiedades arrendadas bajo un arrendamiento operativo se incluyen en el rubro Propiedades, planta y equipo en el estado de situación financiera. Los contratos de arrendamiento, son operativos cuando el arrendador posee una significativa porción de riesgos y beneficios correspondientes a la propiedad del bien. Los pagos del arrendamiento son reconocidos en el estado de resultados integrales en línea recta durante el periodo del arrendamiento.

#### **N. Obligaciones financieras**

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.

Las comisiones en las que se incurre para la obtención de créditos 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 las comisiones se diferirán 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 período de la línea de crédito con el que se relaciona.

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.

**O. 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 cuando su pago debe realizarse dentro de un año o menos. De lo contrario, se presentan como pasivos no corrientes. Las cuentas por pagar se reconocen inicialmente a su valor razonable y, debido a que el efecto de su descuento es irrelevante, subsecuentemente se valorizan a su valor nominal.

**P. Beneficios a los empleados**

***Participación en las utilidades y gratificaciones***

La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por su obligación legal ante sus trabajadores por concepto de gratificaciones y de su participación en las utilidades. Las gratificaciones corresponden a dos remuneraciones que se pagan en los meses de julio y diciembre de cada año. La participación de los trabajadores en las utilidades corresponde al monto que resulta de aplicar la tasa de 10% a la materia imponible determinada de acuerdo con la legislación del impuesto a las ganancias.

***Compensación por tiempo de servicios***

La compensación por tiempo de servicios del personal corresponde a sus derechos indemnizatorios que corresponde a una remuneración vigente a la fecha de su depósito. De acuerdo con la legislación vigente la compensación por tiempo de servicios se tiene que depositar en los meses de abril y noviembre de cada año en las cuentas bancarias designadas por los trabajadores. La Compañía no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos.

***Planes de pensión***

La Compañía opera un esquema de pensiones que beneficia a su personal retirado. Este plan de pensiones se rige por lo normado por el Régimen Pensionario del Decreto Ley N° 20530. De acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad N° 19 - Beneficios a los Trabajadores, la provisión para planes de pensión de la Compañía se constituye en un Plan Gubernamental de Beneficios Definidos, por el que la obligación de la Compañía consiste en el otorgamiento de los beneficios acordados en el Decreto Ley N° 20530 y en sus normas complementarias. Estos beneficios corresponden, exclusivamente a ex-trabajadores que adquirieron el derecho de una pensión al alcanzar el tiempo de servicio real y remunerado para acogerse a este régimen pensionario. Este beneficio no alcanza a trabajadores actuales, cuyos planes de pensión se rigen principalmente por el Sistema Privado de Pensiones del Perú.

El Plan Gubernamental de Beneficios Definidos establece un monto de beneficios que recibirán los ex-trabajadores (pensionistas) que cumplieron con uno o más requisitos en su oportunidad para ser beneficiarios del plan. Entre estos requisitos se

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

considera el tiempo de servicio real y remunerado para acceder a la jubilación (15 años para hombres y 12 años con seis meses para mujeres). Un total de 1,026 ex-trabajadores (pensionistas) son los actualmente beneficiados por el plan.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera corresponde al valor presente de la obligación de beneficios definidos al cierre del ejercicio menos el valor razonable de los activos del plan, junto con los ajustes por el costo de servicios recibidos en el pasado que no se hubieran reconocido. La obligación por este beneficio definido se calcula anualmente por actuarios independientes usando el método de la unidad de crédito proyectada. El valor presente de la obligación se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés técnico autorizadas por la Oficina de Normalización Previsional (ONP).

Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de la experiencia de ajustes y de cambios en los supuestos actuariales se cargan o abonan a resultados en el período en el que se originan.

Por el Plan Gubernamental de Beneficios Definidos, el riesgo actuarial es asumido por la Compañía y está respaldado por sus activos y por sus operaciones.

### **Q. Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes**

#### ***General***

Las provisiones se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente, legal o asumida, que resulta de eventos pasados que es probable que requieran la entrega de flujos de recursos que involucren beneficios económicos para su liquidación y en la medida que su monto se pueda estimar confiablemente. Si el valor del dinero en el tiempo es importante, las provisiones se descuentan usando una tasa, antes de impuestos, que refleje, cuando sea apropiado, los riesgos específicos del pasivo. El devengo del descuento por el paso del tiempo origina el incremento de la obligación con cargo al estado de resultados integrales en el rubro de gastos financieros.

Las obligaciones contingentes se revelan sólo cuando su ocurrencia es confirmada por eventos futuros o su monto no se puede medir confiablemente. Los activos contingentes no se reconocen, y se exponen sólo si es probable que la Compañía genere un ingreso de beneficios económicos en el futuro.

#### ***Provisión para mejoras del medio ambiente y para el taponamiento de pozos***

La obligación para las mejoras del medio ambiente y por 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 al 31 de diciembre de 2001. El monto provisionado a esa fecha se actualiza al cierre de cada año.

De otro lado, 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 sus operaciones y a un mandato legal específico relacionado con los pozos. 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 carga el mismo importe a la cuenta de propiedad, planta y equipo en el estado de situación financiera. Posteriormente, el pasivo se incrementa en cada periodo para reflejar el costo

financiero considerado en la medición inicial del descuento y, en adición, el costo capitalizado se deprecia sobre la base de la vida útil del activo relacionado. Al liquidar el pasivo, la Compañía reconoce cualquier ganancia o pérdida que se genere. Los cambios en el valor razonable estimado de la obligación inicial y en las tasas de interés se reconocen como un incremento o disminución del valor en libros de la obligación y del activo con el que se relaciona siguiendo los criterios de la Norma Internacional de Contabilidad N° 16 “Propiedad, planta y equipo”

Cualquier reducción en esta provisión y, por lo tanto, cualquier reducción del activo con el que se relaciona que exceda el valor en libros del activo se reconoce inmediatamente en el estado de resultados integrales.

Si la revisión del estimado de la obligación resultara en la necesidad de incrementar la provisión y, en consecuencia, también incrementar el valor en libros del activo con el que se relaciona, la Compañía toma en cuenta si este incremento corresponde a un indicio de que el activo se ha deteriorado en su conjunto y de ser el caso procede a realizar las pruebas de deterioro que requiere la NIC 36 “Deterioro de activos”.

#### **R. Impuesto a las ganancias**

El gasto por concepto del impuesto a las ganancias del año comprende al impuesto a las ganancias corriente y al impuesto a las ganancias diferido que se reconocen en el estado de resultados integrales. El impuesto a las ganancias corriente se calcula y se reconoce de conformidad con el régimen tributario peruano vigente.

El impuesto a las ganancias diferido se provisiona por el método del pasivo sobre las diferencias temporales que surgen entre las bases tributarias de activos y pasivos y sus respectivos valores mostrados en los estados financieros. Sin embargo, el impuesto a las ganancias diferido que surge por el reconocimiento inicial de un activo o de un pasivo en una transacción que no corresponda a una combinación de negocios que al momento de la transacción no afecta ni la utilidad ni la pérdida contable o gravable, no se registra.

El impuesto a las ganancias diferido se determina usando la legislación y las tasas tributarias que han sido promulgadas a la fecha del estado de situación financiera y que se espera sean aplicables cuando el impuesto a las ganancias diferido activo se realice o el impuesto a las ganancias pasivo se pague.

Las diferencias temporales deducibles y las pérdidas tributarias acumuladas generan impuestos diferidos activos en la medida que el beneficio tributario se pueda usar contra el impuesto a las ganancias de futuros ejercicios gravables. El valor en libros de impuestos a las ganancias diferidos activos se revisa a la fecha de cada estado de situación financiera y se reduce en la medida en que se determine que es improbable que se genere suficiente utilidad imponible contra la que se pueda compensar el activo diferido. Impuestos a la ganancia diferidos activos que no se hayan reconocido en los estados financieros se reevalúan a la fecha de cada estado de situación financiera.

Los saldos de impuestos a la ganancia diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe el derecho legal de compensar el impuesto a las ganancias corriente y cuando los impuestos a la ganancia se relacionen con la misma autoridad tributaria.

#### **S. Capital emitido**

Las acciones comunes se clasifican como patrimonio. Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio como una deducción, neta de impuestos, de los montos recibidos.

**T. Reconocimiento de ingresos**

Los ingresos se reconocen al valor razonable de la contraprestación cobrada o por cobrar, y representa los montos por cobrar por la venta de bienes, neto de descuentos, devoluciones e impuestos a las ventas. La Compañía reconoce sus ingresos cuando éstos se pueden medir confiablemente, es probable que beneficios económicos futuros fluyan a la entidad y cuando la transacción cumple con criterios específicos por cada una de las actividades de la Compañía, tal como se describe líneas adelante. Se considera que el monto de los ingresos no se puede medir confiablemente si no se han resuelto todas las contingencias relativas a la venta.

***Venta de productos y servicios***

Los ingresos por la venta de productos refinados se reconocen al momento de su entrega que corresponde al momento en que se han transferido todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes. Los ingresos por servicios se reconocen conforme se van brindando.

***Intereses***

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

**U. Distribución de dividendos**

La distribución de dividendos se reconoce como pasivo en el estado de situación financiera en el periodo en el que éstos son aprobados por la Junta General de Accionistas. La política de dividendos está definida en el Estatuto Social en concordancia con las Normas del Mercado de Valores.

**V. Partidas significativas no operativas**

Estas partidas se divulgan por separado en los estados financieros cuando es necesario hacerlo para ofrecer mayor información sobre el desempeño de la Compañía. Estas corresponden a partidas significativas de ingresos o de gastos que se muestran por separado debido a la importancia de su monto y naturaleza.

**W. Traducción de moneda extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se traducen a la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones o de la fecha de valuación cuando las partidas se remiden. Las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten del pago de tales transacciones y de la traducción a los tipos de cambio al cierre del año de activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados integrales, excepto cuando se difieren como otros resultados integrales en transacciones que califican como coberturas de flujos de efectivo y como coberturas de inversiones netas.

Las ganancias y pérdidas en cambio relacionadas con préstamos, efectivo y equivalentes de efectivo y otras cuentas monetarias se presentan en el estado de resultados integrales en el rubro "Diferencia en cambio, neta".

**X. Nuevos pronunciamientos contables que no han sido adoptados anticipadamente**

Las siguientes normas e interpretación han sido publicadas con aplicación para períodos que comienzan con posterioridad a la fecha de presentación de estos estados financieros.

- La NIIF 9, "Instrumentos financieros", reemplaza las guías de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición. La NIIF 9 incluye guías revisadas para la clasificación y medición de instrumentos financieros, incluyendo

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

un nuevo modelo de pérdidas crediticias esperadas para calcular el deterioro de los activos financieros, y los nuevos requerimientos generales de contabilidad de coberturas. También mantiene las guías relacionadas con el reconocimiento y la baja de cuentas de los instrumentos financieros de la NIC 39. La Compañía evaluará el impacto total de la NIIF 9 y planea adoptar la NIIF 9 a más tardar en el periodo contable que inicia a partir del 1 de enero de 2018. Se permite su adopción anticipada.

- La NIIF 14, “Cuentas de diferimiento de actividades reguladas”, especifica los requerimientos de información financiera para los saldos de las cuentas de diferimientos de actividades reguladas que surgen cuando una entidad proporciona bienes o servicios a clientes a un precio o tarifa que está sujeto a una regulación. La norma es obligatoria para los periodos anuales que se informan, que inician el 1 de enero de 2016 o después. Se permite su adopción anticipada.
- La NIIF 15, “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos de clientes”, establece un marco completo para determinar si se reconocen ingresos de actividades ordinarias, cuándo se reconocen y en qué monto. Reemplaza las actuales guías para el reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 “Ingresos de Actividades Ordinarias”, NIC 11 “Contratos de Construcción” y “CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes”. La modificación no es obligatoria para la Compañía hasta el periodo contable que inicia el 1 de enero de 2018. Se permite su adopción anticipada.
- NIIF 16, “Arrendamientos”, emitida el 13 de enero de 2016. Esta norma requiere que las entidades contabilicen todos los arrendamientos en sus estados financieros. El principal impacto en las entidades con arrendamientos operativos es incremento en activos y deuda financiera, así como en sus métricas de reporte. La Norma es obligatoria para los periodos anuales que se informan, que inician el 1 de enero de 2019 o después. Se permite su adopción anticipada.
- Modificaciones a la NIC 12, “Impuesto a las Ganancias” – Reconocimiento de impuesto a la renta diferido activo por pérdidas no realizadas. Esta modificación enfatiza considerar la existencia de restricciones legales a la utilización de ganancias fiscales futuras contra las cuales se aplicará las diferencias temporales, así como la existencia de evidencia suficiente del importe de recuperación del valor del activo diferido por importe mayor a su valor en libros. La modificación no es obligatoria para la Compañía hasta el 1 de enero de 2017. Se permite su adopción anticipada.
- Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de Inversión – aplicación de la excepción de consolidación – a) Consolidación de entidades intermediarias: Especifica cómo contabilizar una entidad de inversión que provee servicios de inversión relacionados. b) Excepción para matrices intermediarias controladas por entidades de inversión. c) Elección de política de método del patrimonio para participaciones en entidades de inversión asociada o negocio conjunto. La modificación es obligatoria para los periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016. Se permite su adopción anticipada.
- Modificaciones a la NIIF 11, “Contabilización de adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas”, establece aplicar los principios de contabilización de combinaciones de negocios cuando se adquiera una participación en una operación conjunta que constituya un negocio, tal como se define en la NIIF 3

“Combinaciones de negocios”. La modificación es obligatoria para los periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016. Se permite su adopción anticipada.

- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38, “Aclaración de los métodos aceptables de depreciación y amortización”. Esta modificación introduce severas restricciones a la utilización de los ingresos como base de depreciación y amortización. La modificación no es obligatoria para la Compañía hasta el 1 de enero de 2016. Se permite su adopción anticipada.
- Modificación a NIC 1, Presentación de Estados Financieros: Iniciativa de Revelación. Esta modificación se refiere a impedimentos percibidos por los preparadores de la información financiera, al ejercer sus juicios en la presentación de su información financiera. Los cambios se resumen a: a) Clarificación de que la información no debiera ocultarse agregando o entregando información inmaterial. Las consideraciones de materialidad aplican a todas las partes de los Estados Financieros, incluso cuando una norma requiere una revelación específica se aplica las consideraciones de materialidad; b) Clarificación de que el listado de ítems por línea a ser presentados en estos Estados Financieros puede agregarse o desagregarse como una guía adicional y relevante en los subtotales en estos Estados Financieros y la clarificación de que la participación de la entidad en los Otros Resultados Integrales de Asociadas y Negocios Conjuntos contabilizados por el método de la participación debiera presentarse en forma agregada como ítems individuales en base a si serán o no serán reclasificados a resultados. Las modificaciones son efectivas para los periodos anuales que comienzan en, o después del, 1 de enero de 2016. Se permite adopción anticipada.

La Gerencia de la Compañía se encuentra evaluando el impacto, en caso de existir alguno, de la adopción de estas modificaciones y Nuevas Normas Internacionales de Información Financieras (NIIF) emitidas que aún no son efectivas a la fecha de los estados financieros.

#### **Y. Reclasificaciones**

Ciertas cifras de los estados financieros del ejercicio 2013 han sido reclasificadas para hacerlas comparables con las del ejercicio 2014. Los importes reclasificados y las cuentas afectadas se resumen como sigue:

---

*En miles de soles*

---

#### **Estado de Situación Financiera**

Nota 15: Otras cuentas por pagar de anticipos recibidos de clientes  
a otras cuentas por pagar diversas

883

---

## **4. Administración de Riesgos Financieros**

### ***Factores de riesgo financiero***

Las actividades de la Compañía la exponen a una variedad de riesgos financieros, que incluyen los efectos del riesgo de mercado (variaciones en los tipos de cambio de moneda extranjera, en las tasas de interés y en los precios de las mercancías (commodities)), riesgo de crédito y riesgo de liquidez. El programa general de administración de riesgos de la Compañía se concentra principalmente en lo impredecible de los mercados financieros y trata de mitigar potenciales efectos adversos en el desempeño financiero de la Compañía.

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

La Gerencia de Finanzas identifica, evalúa y gestiona los riesgos financieros en estrecha cooperación con las Gerencias de Operaciones. Esta Gerencia provee los lineamientos para la administración global de riesgos, así como políticas específicas que cubren áreas, tales como el riesgo a las fluctuaciones en los tipos de cambio de moneda extranjera, el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, los riesgos de crédito y la inversión de excedentes de liquidez.

### Riesgos de mercado

#### A. Riesgo de tipo cambio

Las actividades de la Compañía la exponen al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio del dólar estadounidense (US\$). La Gerencia ha considerado este riesgo y en este contexto durante el año 2015 ha efectuado operaciones con instrumentos financieros derivados a corto plazo para cubrir su exposición al riesgo de cambio.

Las partidas del activo y del pasivo denominadas en moneda extranjera se resumen a continuación:

<i>En miles de dólares estadounidenses</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Activos:		
Efectivo y equivalentes al efectivo	5,789	183,306
Cuentas por cobrar comerciales, neto	139,565	149,125
Otras cuentas por cobrar, neto	26,615	31,696
	<b>171,969</b>	<b>364,127</b>
Pasivos:		
Otros pasivos financieros	(500,000)	(648,333)
Cuentas por pagar comerciales	(304,408)	(288,289)
Otras cuentas por pagar	(2,899)	(28,510)
Provisiones	(29,086)	(21,141)
	<b>(836,393)</b>	<b>(986,273)</b>
<b>Exposición pasiva neta</b>	<b>(664,424)</b>	<b>(622,146)</b>

Los activos y pasivos monetarios de la Compañía, denominados en dólares estadounidenses se han convertido a la moneda funcional utilizando el tipo de cambio de oferta y demanda publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFP- SBS.

Al 31 de diciembre de 2015, el tipo de cambio utilizado por la Compañía para el registro de los saldos en moneda extranjera ha sido de S/ 3.413 por US\$ 1 (S/ 2.989 por US\$ 1 al 31 de diciembre de 2014).

La revaluación anual del sol respecto del dólar estadounidense, calculada sobre la base de los tipos de cambio de oferta y demanda - ventas publicadas por la SBS, y los porcentajes de devaluación, de acuerdo con el Índice de Precios al por Mayor a Nivel Nacional (IPM) entre los años 2012 y 2015, fueron los siguientes:

<b>Período</b>	<b>Devaluación</b> <b>(revaluación)</b>	<b>Inflación</b> <b>(deflación)</b>
Diciembre 2015	14.19	2.59
2014	6.90	1.47
2013	9.60	1.55
2012	(5.41)	(0.59)

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

El sol respecto del dólar estadounidense al 31 de diciembre 2015 muestra una depreciación de 14.19% y la tendencia a corto plazo es que el sol se siga depreciando.

En este contexto, la Compañía en el año terminado el 31 de diciembre de 2015 registró una pérdida neta en cambio en miles de S/ 178,455 (pérdida neta en miles de S/ 128,281 al 31 de diciembre de 2014) que se muestra en el rubro diferencia en cambio, neta en el estado de resultados integrales.

Las obligaciones a corto plazo denominadas en dólares estadounidenses corresponden principalmente a la compra de crudo y al financiamiento de importaciones.

La obligación a largo plazo al 31 de diciembre de 2015 en dólares estadounidenses, corresponde a la deuda generada por la Compañía, para el financiamiento de un primer tramo correspondiente a la fase Engineering, Procurement and Construction (EPC en adelante) del Proyecto Modernización Refinería Talara (PMRT en adelante).

En caso exista una devaluación o revaluación del dólar estadounidense en relación con el sol al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y se mantengan todas las variables constantes, la utilidad neta antes de impuesto a las ganancias hubiera aumentado o disminuido como sigue:

Período	Incremento/disminución en US\$ tipo de cambio	Efectos en resultados antes de impuesto
		En miles de S/
2015	+10%	(226,767)
	-10%	226,767
2014	+10%	(185,961)
	-10%	185,961

### B. Riesgo de tasa de interés sobre valor razonable y los flujos de efectivo

La Compañía no tiene activos significativos que generen 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 la tasa 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 2015 y 2014 el endeudamiento a tasas fijas por operaciones recurrentes de la Compañía representa el 100% del endeudamiento a corto plazo.

Al 31 de diciembre de 2015 la Compañía registra un endeudamiento con una tasa variable a largo plazo para financiar parte del PMRT, los intereses serán pagados desde el primer trimestre posterior al primer desembolso del Contrato de Crédito sobre la base de la tasa de interés (Libor Trimestral) y el spread propuesto por el sindicato de bancos. Las amortizaciones consideran un periodo de gracia de 24 meses, el repago se efectuará en 12 cuotas trimestrales iguales posteriores a este periodo de gracia.

**C. Riesgo de precio de mercancías (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 para la Estabilización de los Precios de los Combustibles por el que el Estado Peruano puede efectuar compensaciones o recibir aportaciones para estabilizar el precio 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(a) se expone el saldo neto de las compensaciones y de las aportaciones del Estado Peruano al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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 mediano y largo plazo a través del acuerdo de precios referidos a canastas de crudos de referencia o de fórmulas de precios 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.

**D. Riesgo de crédito**

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.

**E. Riesgo de liquidez**

La administración prudente del riesgo de liquidez implica mantener suficiente efectivo y la posibilidad de comprometer y/o tener comprometido financiamiento a través de una adecuada cantidad de fuentes de crédito, manteniéndose razonables niveles de efectivo y de líneas de crédito disponibles.

Al 31 de diciembre de 2015 la Compañía mantiene líneas de crédito de la banca local y extranjera hasta por US\$ 1,829 millones, monto suficiente para atender sus operaciones de compra en el territorio nacional y en mercados del exterior, de crudo y de productos a precios internacionales actuales y para atender otros compromisos y operaciones financieras a corto plazo. Estas líneas de crédito no tienen exigencias de costos de mantenimiento ni exigen colaterales.

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.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

A continuación se presenta un análisis de los pasivos financieros de la Compañía clasificados según su vencimiento, considerando el período restante para llegar a ese vencimiento en la fecha del cierre del ejercicio:

<i>En miles de soles</i>	2015		2014 (Reexpresado)	
	Hasta 1 año	Más de 1 año	Hasta 1 año	Más de 1 año
Otros pasivos financieros	2,498,485	1,422,083	3,485,367	-
Cuentas por pagar comerciales	1,083,636	-	929,242	-
Otras cuentas por pagar	304,731	-	265,690	-
Provisiones	135,361	569,119	146,933	536,263
	<b>4,022,213</b>	<b>1,991,202</b>	<b>4,827,232</b>	<b>536,263</b>

La Compañía mantiene un préstamo sindicado que contiene una restricción de deuda. Un futuro incumplimiento de la restricción puede requerir que PETROPERÚ S.A. pague el préstamo antes de lo indicado en la tabla anterior (nota 13)

**F. Administración del 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 índice de apalancamiento, que se calcula dividiendo su deuda neta entre su capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento menos el saldo de su efectivo y equivalentes al efectivo. El capital total corresponde al patrimonio como se muestra en el estado de situación financiera.

La Compañía tiene como objetivo mantener un ratio de apalancamiento entre el rango de 1.00 y 1.50. Con fecha 8 de enero de 2016, la agencia Fitch Ratings asignó la clasificación de riesgo internacional de BBB+.

Al 31 de diciembre de 2015, los índices de apalancamiento fueron los siguientes:

<i>En miles de soles</i>	2015	2014 (Reexpresado)
Otros pasivos financieros	3,920,568	3,485,367
Cuentas por pagar comerciales	1,083,636	929,242
Otras cuentas por pagar	304,731	265,690
Provisiones	704,480	683,196
Menos: efectivo y equivalentes al efectivo	(64,971)	(617,936)
<b>Deuda neta</b>	<b>5,948,444</b>	<b>4,745,559</b>
<b>Total patrimonio</b>	<b>3,202,856</b>	<b>2,637,510</b>
<b>Ratio de apalancamiento</b>	<b>1.86</b>	<b>1.80</b>

El aumento en el índice de apalancamiento al 31 de diciembre de 2015 se explica principalmente por el mayor endeudamiento, como consecuencia de mayores financiamientos a corto plazo obtenidos para continuar con la fase EPC del PMRT.

### **G. Estimación del valor razonable**

La NIIF 13, establece un único recurso de guía para determinar el valor razonable y las revelaciones sobre la medición del valor razonable. La norma define el valor razonable como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición; es decir un precio de salida.

Esta Norma explica que una medición al valor razonable requiere que una entidad determine: el activo o pasivo concreto a medir; para un activo no financiero, el máximo y mejor uso del activo y si el activo se utiliza en combinación con otros activos o de forma independiente; el mercado en el que una transacción ordenada tendría lugar para el activo o pasivo; y las técnicas de valoración apropiadas a utilizar al medir el valor razonable.

Para instrumentos financieros, si este es comercializado en un mercado líquido y activo, su precio estipulado en el mercado en una transacción real brinda la mejor evidencia de su valor razonable. Cuando no se cuenta con el precio estipulado en el mercado o este no puede ser un indicativo del valor razonable del instrumento, para determinar dicho valor razonable se pueden utilizar el valor de mercado de otro instrumento, sustancialmente similar, el análisis de flujos descontados u otras técnicas aplicables; las cuales se ven afectadas de manera significativa por los supuestos utilizados.

No obstante que la Gerencia ha utilizado su mejor juicio en la estimación de los valores razonables de sus instrumentos financieros, cualquier técnica para efectuar dicho estimado conlleva cierto nivel de fragilidad inherente. Como resultado, el valor razonable no es indicativo del valor neto de realización o de liquidación de los instrumentos financieros.

Para incrementar la coherencia y comparabilidad de las mediciones de valor razonable e información a revelar relacionada, la NIIF 13 establece una jerarquía de valor razonable que clasifica en los siguientes tres niveles las variables de entrada de técnicas de valoración utilizadas para medir el valor razonable:

La jerarquía de valor razonable concede la prioridad más alta a los precios cotizados en mercados activos y pasivos idénticos (variables de Nivel 1) y la prioridad más baja a las variables no observables (variables de Nivel 3).

Precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos (nivel 1).

Información distinta a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que se pueda confirmar para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente es decir, que se deriven de precios (nivel 2). Información sobre el activo o el pasivo que no se basa en datos que se pueda confirmar en el mercado (es decir, información no observable) (nivel 3).

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Compañía no ha valorizado ninguno de sus instrumentos financieros a valor razonable.

Los criterios usados para medir los instrumentos financieros a valor razonable para efectos de exposición son los siguientes:

***Valor razonable de instrumentos financieros medidos a costo amortizado***

La Compañía considera que el valor en libros del efectivo y equivalentes al efectivo y de las cuentas por cobrar de vencimiento corriente es similar a su valor razonable. El valor razonable de los pasivos financieros se estima descontando los flujos de efectivo contractuales futuros a la tasa de interés vigente en el mercado y que está disponible para la Compañía para instrumentos financieros similares.

La técnica de valoración que con más frecuencia se usa incluye considerar las proyecciones de flujos de efectivo a través de modelos y su descuento a su valor presente. Los modelos incorporan diversas variables como la calificación de riesgo de crédito de la contraparte y las cotizaciones futuras de los precios del petróleo.

***Instrumentos financieros a tasa fija y variable***

La Compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros que devengan tasas fijas y variables a costo amortizado, comparando las tasas de interés del mercado en el momento de su reconocimiento inicial con las tasas de mercado actuales relacionadas con instrumentos financieros similares. El valor razonable estimado de los depósitos que devengan intereses se determina mediante los flujos de caja descontados usando tasas de interés del mercado en la moneda que prevalece con vencimientos y riesgos de crédito similares.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 la Compañía cuenta con financiamiento de corto plazo y largo plazo. La tasa de interés que se aplica a los financiamientos de corto plazo es la de mercado, por lo que se estima que su valor razonable no difiere significativamente de su valor en libros. La tasa de interés que se aplica a los financiamientos de largo plazo es variable, (Libor más margen).

**5. Información por Segmentos**

La Compañía ha determinado sus segmentos operativos sobre la base de los informes que revisa la Gerencia para efectos de asignar recursos y evaluar su desempeño. La Gerencia analiza el negocio desde una perspectiva de unidades generadoras de efectivo que se manifiestan en las actividades de: i) producción y comercialización, ii) operaciones oleoducto y iii) unidades alquiladas y privatizadas.

La Gerencia evalúa el desempeño de los segmentos operativos sobre la base de su utilidad operativa. Los ingresos y gastos por intereses no se asignan a los segmentos puesto que éstos se generan por actividades administradas por tesorería, la que administra la posición de efectivo de la Compañía.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

El detalle por total activo y pasivo se resume como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<b>Producción y comercialización (*)</b>	<b>Operaciones Oleoducto</b>	<b>Unidades alquiladas y privatizadas</b>	<b>Total</b>
Al 31 de diciembre de 2015:				
Activos:				
Corriente	2,687,773	78,844	15,460	2,782,077
No corriente	5,398,974	624,401	590,879	6,614,254
<b>Total activo</b>	<b>8,086,747</b>	<b>703,245</b>	<b>606,339</b>	<b>9,396,331</b>
Pasivos:				
Corriente	3,894,026	128,178	9	4,022,213
No corriente	2,170,150	1,112	-	2,171,262
<b>Total pasivo</b>	<b>6,064,176</b>	<b>129,290</b>	<b>9</b>	<b>6,193,475</b>
Al 31 de diciembre de 2014:				
(reexpresado)				
Activos:				
Corriente	3,281,565	76,828	15,920	3,374,313
No corriente	3,578,304	557,894	612,138	4,748,336
<b>Total activo</b>	<b>6,859,869</b>	<b>634,722</b>	<b>628,058</b>	<b>8,122,649</b>
Pasivos:				
Corriente	4,748,817	74,981	3,434	4,827,232
No corriente	656,983	924	-	657,907
<b>Total pasivo</b>	<b>5,405,800</b>	<b>75,905</b>	<b>3,434</b>	<b>5,485,139</b>

(\*) Incluye refinерías, área comercial y oficina principal.

El detalle de la propiedad, planta y equipo por unidades generadoras de efectivo se resume como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<b>Costo</b>	<b>Depreciación acumulada</b>	<b>Deterioro de activos</b>	<b>Provisión por desvalorización de activos en comodato</b>	<b>Costo neto</b>
<b>Unidades Generadoras de Efectivo</b>					
Al 31 de diciembre de 2015:					
Producción y comercialización	5,625,509	(889,530)	(20,656)	(898)	4,714,425
Operaciones de oleoducto	756,905	(207,664)	-	-	549,241
Unidades alquiladas y privatizadas	858,752	(296,694)	-	-	562,058
	<b>7,241,166</b>	<b>(1,393,888)</b>	<b>(20,656)</b>	<b>(898)</b>	<b>5,825,724</b>
Al 31 de diciembre de 2014					
(reexpresado)					
Producción y comercialización	3,842,688	(811,134)	(111,701)	(898)	2,918,955
Operaciones de oleoducto	737,342	(188,280)	-	-	549,062
Unidades alquiladas y privatizadas	817,313	(265,301)	-	-	552,012
	<b>5,397,343</b>	<b>(1,264,715)</b>	<b>(111,701)</b>	<b>(898)</b>	<b>4,020,029</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

Los resultados por unidad generadora de efectivo se resumen como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<b>Producción y comercialización (*)</b>	<b>Operaciones oleoducto</b>	<b>Unidades alquiladas y privatizadas</b>	<b>Total</b>
Al 31 de diciembre de 2015:				
Ingresos de actividades ordinarias	11,543,095	-	-	11,543,095
Otros ingresos operacionales	42,541	185,573	134,846	362,960
<b>Total ingresos brutos</b>	<b>11,585,636</b>	<b>185,573</b>	<b>134,846</b>	<b>11,906,055</b>
Costo de ventas	(9,733,099)	(151,064)	-	(9,884,163)
Transferencias	(32,980)	32,980	-	-
<b>Ganancia bruta</b>	<b>1,819,557</b>	<b>67,489</b>	<b>134,846</b>	<b>2,021,892</b>
Gasto de ventas y distribución	(408,061)	-	-	(408,061)
Gastos de administración	(454,195)	(88,707)	(29,301)	(572,203)
Otros ingresos y gastos	(103,444)	6,918	-	(96,526)
<b>Ganancia operativa</b>	<b>853,857</b>	<b>(14,300)</b>	<b>105,545</b>	<b>945,102</b>
Resultado financiero neto	(233,061)	(7,466)	3,556	(236,971)
<b>Ganancia antes del impuesto a las ganancias</b>	<b>620,796</b>	<b>(21,766)</b>	<b>109,101</b>	<b>708,131</b>
Impuesto a las ganancias	(162,551)	(8,419)	(34,494)	(205,464)
<b>Ganancia del año</b>	<b>458,245</b>	<b>(30,185)</b>	<b>74,607</b>	<b>502,667</b>

<i>En miles de soles</i>	<b>Producción y comercialización (*)</b>	<b>Operaciones oleoducto</b>	<b>Unidades alquiladas y privatizadas</b>	<b>Total</b>
Al 31 de diciembre de 2014: (reexpresado)				
Ingresos de actividades ordinarias	14,752,774	-	-	14,752,774
Otros ingresos operacionales	28,885	172,049	96,380	297,314
<b>Total ingresos brutos</b>	<b>14,781,659</b>	<b>172,049</b>	<b>96,380</b>	<b>15,050,088</b>
Costo de ventas	(13,977,828)	(123,783)	-	(14,101,611)
Transferencias	(14,020)	14,020	-	-
<b>Ganancia bruta</b>	<b>789,811</b>	<b>62,286</b>	<b>96,380</b>	<b>948,477</b>
Gasto de ventas y distribución	(378,495)	-	-	(378,495)
Gastos de administración	(402,983)	(40,843)	(25,744)	(469,570)
Otros ingresos y gastos	(252,743)	11,994	-	(240,749)
<b>Pérdida operativa</b>	<b>(244,410)</b>	<b>33,437</b>	<b>70,636</b>	<b>(140,337)</b>
Resultado financiero neto	(182,277)	(3,157)	250	(185,184)
<b>Pérdida antes del impuesto a las ganancias</b>	<b>(426,687)</b>	<b>30,280</b>	<b>70,886</b>	<b>(325,521)</b>
Impuesto a las ganancias	107,128	-	-	107,128
<b>Pérdida del año</b>	<b>(319,559)</b>	<b>30,280</b>	<b>70,886</b>	<b>(218,393)</b>

(\*) Incluye refinerías, área comercial y oficina principal.

## 6. Instrumentos Financieros por Categoría y Calidad Crediticia de Activos Financieros

### A. Instrumentos financieros por categoría

<i>En miles de soles</i>	<b>Total préstamos y cuentas por cobrar</b>
Al 31 de diciembre de 2015:	
Activos:	
Efectivo y equivalentes al efectivo	64,971
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	1,713,220
	<b>1,778,191</b>

	<b>Total otros pasivos financieros a costo amortizado</b>
Pasivos:	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, excluyendo los pasivos no financieros	1,388,367
Otros pasivos financieros	3,920,568
	<b>5,308,935</b>

<i>En miles de soles</i>	<b>Total préstamos y cuentas por cobrar</b>
Al 31 de diciembre de 2014: (reexpresado)	
Activos:	
Efectivo y equivalentes al efectivo	617,936
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	1,658,344
	<b>2,276,280</b>

	<b>Total otros pasivos financieros a costo amortizado</b>
Pasivos:	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, excluyendo los pasivos no financieros	1,194,932
Otros pasivos financieros	3,485,367
	<b>4,680,299</b>

### B. Calidad crediticia de los activos financieros

La calidad crediticia de los activos financieros que no están vencidos ni deteriorados pueden ser evaluados en referencia a calificaciones de crédito externas (si existen) o información histórica del nivel de incumplimiento de las contrapartes:

#### **Cuentas por cobrar comerciales**

Contrapartes sin calificación crediticia externa

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014 (Reexpresado)</b>
Grupo 1	444	35,326
Grupo 2	105,174	168,674
Grupo 3	692,911	510,796
	<b>798,529</b>	<b>714,796</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

- Grupo 1 – clientes nuevos (menos de 6 meses).  
 Grupo 2 – clientes existentes (por más de 6 meses) que no han presentado incumplimientos de pago.  
 Grupo 3 – clientes existentes (por más de 6 meses) que han presentado algunos incumplimientos en el pasado. Todos los incumplimientos fueron recuperados.

Efectivo en bancos y depósitos a corto plazo (a)

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
A+	41,730	597,426
A	23,110	16,348
A-	32	3,311
A-	8	118
<b>Total</b>	<b>64,880</b>	<b>617,203</b>

- a) El resto del saldo de efectivo y equivalentes al efectivo comprende el efectivo a la vista.

**7. Efectivo y Equivalentes al Efectivo**

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>	<b>01.01.2014</b>
Cuentas corrientes	64,880	617,203	302,448
Fondos fijos	91	733	92
	<b>64,971</b>	<b>617,936</b>	<b>302,540</b>

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.

**8. Cuentas por Cobrar Comerciales, Neto**

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Distribuidores mayoristas	504,191	364,022
Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú	84,895	118,498
Comercializadoras de combustible	53,202	55,925
Empresas petroleras	50,019	27,313
Negocios de aviación	27,659	38,648
Sector minero	25,663	23,219
Sector eléctrico	10,808	11,180
Mercado externo	2,114	26,043
Negocios marítimos	9,846	20,100
Sector construcción	7,935	8,652
Sector transporte	7,062	8,843
Sector pesquero	3,744	8
Sector industrial	2,204	4,492
Clientes varios	9,187	7,853
Cuentas de cobranza dudosa	21,497	21,361
	<b>820,026</b>	<b>736,157</b>
Menos – estimación de cobranza dudosa	21,497	21,361
	<b>798,529</b>	<b>714,796</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

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 su vencimiento son entre 7 y 45 días. Las cuentas por cobrar, de acuerdo con políticas internas de la Compañía están garantizadas con cartas fianza y con otros instrumentos del sistema financiero nacional de acuerdo con la Política de Créditos aprobada por el Directorio.

El saldo correspondiente a las cuentas por cobrar a Empresas petroleras incluye miles de S/ 28,559, por servicios de transporte de hidrocarburos por el tramo I y II (PLUSPETROL) y el lote 67 (PERENCO) del Oleoducto Nor Peruano de acuerdo con los contratos celebrados entre la Compañía y las empresas PLUSPETROL (diciembre 2006) y PERENCO (diciembre 2013),

El detalle de la antigüedad de las cuentas por cobrar comerciales, es el siguiente:

	2015		2014 (Reexpresado)	
	<i>En miles de soles</i>	%	<i>En miles de soles</i>	%
Dentro de los plazos de vencimiento	664,663	81.05	568,339	77.20
De 1 a 90 días	80,653	9.84	125,217	17.01
De 91 a 360 días	50,296	6.13	17,926	2.44
Más de un año	24,414	2.98	24,675	3.35
	<b>820,026</b>		<b>736,157</b>	

El movimiento de la estimación para cuentas de cobranza dudosa, es el siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2015	2014 (Reexpresado)
Saldo inicial	21,361	28,358
Adiciones (nota 22)	515	1,278
Diferencia de cambio	128	79
Recuperos y castigos	(507)	(8,354)
	<b>21,497</b>	<b>21,361</b>

En opinión de la Gerencia, la estimación para cuentas de cobranza dudosa 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 pero no deterioradas están relacionadas con clientes independientes por los que no existe historia reciente de incumplimiento. El análisis de antigüedad de saldos de estas cuentas por cobrar es el siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2015	2014 (Reexpresado)
De 1 a 90 días	80,653	125,216
De 91 a 360 días	50,296	17,707
Más de un año	2,917	3,314
	<b>133,866</b>	<b>146,237</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

Las cuentas por cobrar deterioradas principalmente se relacionan al negocio de comercialización (estaciones de servicio) que atraviesa dificultades económicas. Se espera una recuperación parcial de estas cuentas por cobrar. El detalle de la antigüedad de las cuentas por cobrar comerciales deterioradas, es el siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
De 1 a 90 días	-	1
De 91 a 360 días	-	219
Más de un año	21,497	21,361
	<b>21,497</b>	<b>21,581</b>

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 dichos saldos se encuentran totalmente provisionados.

**9. Otras Cuentas por Cobrar, Neto**

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Fondo de estabilización de precios – Ministerio de Energía y Minas (nota 1(c)) – (a)	-	-
Reclamos por Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles – Ministerio de Energía y Minas – (b)	58,026	58,026
Crédito fiscal – Impuesto General a las Ventas	83,984	43,989
Reclamos a la Superintendencia de Administración Tributaria – (c)	595,333	595,833
Pago a cuenta de impuesto a las ganancias, saldo a favor	29,724	124,109
Reclamos al seguro – largo plazo (d)	68,619	-
Reclamos al seguro	8,456	43,998
Reclamos a terceros	7,341	35,067
Préstamos al personal	13,482	18,897
Anticipos otorgados a proveedores	821	1,380
Diversas	48,905	22,249
Cuentas de cobranza dudosa	112,764	92,295
	<b>1,027,455</b>	<b>1,035,843</b>
Menos - estimación para cuentas de cobranza dudosa (d)	(112,764)	(92,295)
	<b>914,691</b>	<b>943,548</b>
<b>Parte corriente</b>	<b>192,713</b>	<b>289,689</b>
<b>Parte no corriente (b), (c) y (d)</b>	<b>721,978</b>	<b>653,859</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

**(a) Fondo de estabilización de los precios de los combustibles – Ministerio de energía y minas**

El movimiento de este saldo se explica como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Saldo inicial	53,029	91,136
Compensación de precios (ingreso)	336,488	10,298
Aportación de precios (gasto)	(49,215)	(116,033)
<b>Neto (cargado) abonado a ingresos de actividades ordinarias (nota 19)</b>	<b>287,273</b>	<b>(105,735)</b>
Cobranza de compensación y/o pagos de aportación	(287,678)	67,628
<b>Saldo final</b>	<b>52,624</b>	<b>53,029</b>

El monto por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos – DGH – al 31 de diciembre de 2015 y 2014, asciende a miles S/ 52,624 y miles de S/ 53,029, respectivamente. Este monto incluye la Demanda de Amparo registrado en una cuenta de Reclamos por miles S/ 58,026. Al 31 de diciembre de 2014, el monto por pagar a la DGH asciende a miles de S/ 5,402 y miles de S/ 4,997, respectivamente (nota 15).

El saldo por cobrar al Ministerio de Energía y Minas corresponde a la compensación que recibe la Compañía del Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles, 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.

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. La compensación se contabiliza como cuenta por cobrar con abono a ingresos por ventas, mientras que la aportación se registra con cargo a ingresos por ventas con abono a la cuenta por cobrar.

**(b) Reclamos al fondo por la estabilización de los precios de los combustibles del ministerio de energía y minas**

En el mes de abril de 2010, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) emitió la Resolución Directoral 075-2010-EM/DG, 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.

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

La Compañía ha interpuesto una Acción de Amparo ante el segundo juzgado constitucional de Lima, un reclamo en miles de S/ 58,026 relacionados con la aplicación de dicha Resolución Directoral.

El 25 de marzo 2014, PETROPERÚ S.A. fue notificada con la sentencia de primera instancia que declaró improcedente la demanda. Con fecha 12 de mayo de 2014 el Departamento Legal ingresó el recurso de apelación contra el fallo adverso a nuestros intereses, estando a la espera de su evaluación a la Sala Civil de la Corte Superior que corresponda. Atendiendo al seguimiento realizado por la demora en la remisión del expediente a la instancia superior, el Juzgado emitió la Resolución N° 09 de fecha 25 de noviembre de 2014, notificada el 6 de enero de 2015, a través de la cual reiteran su elevación con los cargos de las notificaciones respectivas.

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 de la cuenta por cobrar registrada.

### **(c) Reclamos a la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT)**

En abril de 2011, la Administración Tributaria efectuó un embargo preventivo por S/ 120 millones por supuestos tributos (Impuesto Selectivo al Consumo – ISC) dejados de pagar por la Compañía en la importación del combustible Turbo A-1, realizado en 2003. El expediente fue resuelto en segunda instancia mediante la Resolución N° 37, de fecha 14 de octubre de 2015, emitida por la Sexta Sala Contencioso-Administrativa con Subespecialidad en Temas tributarios, Aduaneros y de Mercado de la Corte Superior de Justicia de Lima, que revocó la Resolución N° 26, de fecha 8 de agosto de 2014, que había declarado infundada la demanda interpuesta por PETROPERÚ S.A. En ese sentido, la referida Sexta Sala, amparó la demanda interpuesta por la Compañía con relación a los reparos realizados por la inafectación al ISC de las ventas del Turbo A-1 durante el ejercicio 2003. A la fecha, el expediente ha sido remitido en Casación a la Sala de Derecho Constitucional y Social Permanente de la Corte Suprema de Justicia, en atención a los Recursos de Casación presentados por la SUNAT y el Ministerio de Economía y Finanzas con fecha 13 de noviembre de 2015.

En noviembre de 2011, la Compañía recibió la Resolución de cobranza coactiva N° 011-006-0042559 por S/ 65 millones; por lo que la Gerencia de la Compañía se acogió al fraccionamiento tributario a fin de evitar un nuevo embargo preventivo. En el año 2012 la Compañía efectuó el pago total de dicho fraccionamiento ascendente a S/ 71.6 millones (monto que incluye el tributo más intereses). Mediante la Resolución N° 29 de fecha 24 de junio de 2015, se resolvió declarar fundada la demanda en el extremo referido a la inafectación al ISC por las ventas del combustible Turbo A-1. A la fecha el expediente ha sido remitido a la Sala de Derecho Constitucional y Social Permanente de la Corte Suprema de Justicia.

En noviembre de 2012, la Compañía pagó el importe de S/ 29.2 millones, 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 2015, el proceso se mantiene pendiente de resolución por la Sala 4 del Tribunal Fiscal.

En febrero de 2013, PETROPERÚ S.A. pagó el importe de S/ 2.6 millones por los reparos efectuados por supuestas omisiones de pagos de ISC del año 2002. Este proceso fue resuelto en segunda instancia por la Corte Superior de Justicia en agosto de 2015 y fue notificado a la Compañía en el mes siguiente.

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

En febrero de 2013 la Compañía ha realizado el pago de S/ 180.7 millones por concepto de ISC y multas del año 2004, en julio de 2013 realizó el pago de S/ 12.1 millones correspondientes al ISC de octubre 2004, en atención a las resoluciones de cobranza coactiva emitidas por la Administración Tributaria por el mismo concepto. Con fecha 23 de enero de 2015, se notificó la Resolución N° 19, mediante la cual se declara fundada en parte la demanda a favor de la Compañía, El expediente ha sido resuelto en segunda instancia mediante la Resolución N° 38, de fecha 24 de diciembre de 2015, emitida por la Sexta Sala Especializada en lo Contencioso-Administrativo de la Corte Superior de Justicia de Lima, que confirmó la Sentencia N° 19, la cual declaró fundada en parte la demanda presentada por la Compañía en primera instancia.

En julio y agosto de 2013, la Compañía pagó un total de S/ 59.4 millones por concepto de IGV e ISC del año 2005. En diciembre 2014 se expidió y notificó la Resolución N° 15, mediante la cual se declaró infundada la demanda interpuesta por la Compañía; frente a esto, el 6 de enero de 2015, PETROPERÚ S.A. interpuso recurso de apelación con efecto suspensivo. El 17 de junio de 2015, se emitió el Dictamen Fiscal N° 535-15 que opinó anular la sentencia que declara infundada la demanda, así como la Resolución N° 10, reponiendo el proceso al momento en que se produjo el vicio. Al 31 de diciembre de 2015, el expediente ha sido resuelto en segunda instancia mediante la Resolución N° 29, de fecha 17 de diciembre de 2015, emitida por la Sexta Sala Especializada en lo Contencioso-Administrativo de la Corte Superior de Justicia de Lima, mediante la cual se revoca la Resolución N° 15 que declaró infundada la demanda presentada por la Compañía en primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2015 la Compañía tiene una cuenta por cobrar ascendente a S/ 574 millones, correspondiente a las acotaciones por Turbo A-1.

La Gerencia considera que la solidez jurídica de los fundamentos expuestos permite tener una expectativa de un resultado favorable. Esta solidez jurídica está respaldada, además, por el hecho de que el Tribunal Constitucional Peruano ya ha declarado mediante diversas sentencias, que incluso tienen el carácter de precedentes de observancia obligatoria, la inconstitucionalidad del artículo 61° del T.U.O. de la Ley de IGV e ISC, inaplicando los tributos creados por normas que, como en este caso, no tienen rango de ley.

En conclusión, la Gerencia estima que el resultado de este proceso será favorable, porque la Compañía cuenta con fundamentos sólidos respecto de la inconstitucionalidad de la norma por la que se creó el tributo que grava la venta de combustible Turbo A-1.

### (d) **Reclamos al seguro**

Los reclamos al seguro a largo plazo corresponden principalmente a los desembolsos realizados por la Compañía por los siniestros ocurridos en los KM 41+833 y KM 20+190 del Oleoducto Nor Peruano, por miles de S/ 44,292 y miles de S/ 24,327 millones, respectivamente.

### (e) **Movimiento de la provisión para cuentas de cobranza dudosa**

El movimiento de la provisión para cuentas de cobranza dudosa es el que sigue:

	2015	2014 (Reexpresado)
<i>En miles de soles</i>		
Saldo inicial	92,295	89,685
Adiciones (nota 23)	12,303	-
Diferencia de cambio	8,166	2,665
Recuperos y castigos	-	(55)
	<b>112,764</b>	<b>92,295</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

El detalle de la antigüedad de las otras cuentas por cobrar es el siguiente:

	2015		2014	
			<b>(Reexpresado)</b>	
	<i>En miles de soles</i>	%	<i>En miles de soles</i>	%
Dentro de los plazos de vencimiento	161,969	15.76	68,945	6.66
De 1 a 90 días	19,408	1.89	9,316	0.90
De 91 a 360 días	71,503	6.96	16,853	1.63
Más de un año	774,575	75.39	940,729	90.81
	<b>1,027,455</b>		<b>1,035,843</b>	
Estimación para cuentas de cobranza dudosa	(112,764)		(92,295)	
	914,691		943,548	
Parte corriente	192,713		289,689	
<b>Parte no corriente</b>	<b>721,978</b>		<b>653,859</b>	

El detalle de la antigüedad de las otras cuentas por cobrar deterioradas, es el siguiente:

	2015	2014
<i>En miles de soles</i>		<b>(Reexpresado)</b>
De 1 a 90 días	-	-
De 91 a 360 días	-	4
Más de un año	112,764	92,291
	<b>112,764</b>	<b>92,295</b>

**10. Inventarios**

Este rubro comprende:

	2015	2014
<i>En miles de soles</i>		<b>(Reexpresado)</b>
Petróleo crudo	314,836	361,550
Productos refinados:		
Terminados	405,599	618,110
En proceso	433,655	338,693
Productos refinados adquiridos	152,308	147,146
	<b>1,306,398</b>	<b>1,465,499</b>
Productos por recibir	342,860	239,131
Suministros	63,874	51,272
	1,713,132	1,755,902
Menos - Estimación para desvalorización de suministros	(5,410)	(6,358)
	<b>1,707,722</b>	<b>1,749,544</b>

Al 31 de diciembre de 2015, el precio del crudo tuvo una tendencia a la baja, cerrando su cotización en US\$ 37.58 por barril (US\$ 53.05 por barril al 31 de diciembre de 2014). El precio promedio durante el mes de diciembre de 2015 fue de US\$ 37.26 por barril (US\$ 59.50 por barril al 31 de diciembre de 2014)

Al 31 de diciembre de 2014, considerando el cambio de operatividad del Oleoducto Nor Peruano, dado que este dejará de brindar el servicio de uso de crudo, el crudo contenido pasó de la cuenta "Otros activos" del Activo No Corriente a la cuenta "Inventario" del Activo Corriente. Dicha situación se mantuvo al 31 de diciembre de 2015.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

El crudo ascendía al 31 de diciembre de 2014 a aproximadamente 2.69 millones de barriles valorizados en S/ 97.2 millones. El valor en libros del crudo en línea corresponde al costo del barril de petróleo de 1996, año en que se realizó la transferencia del Lote 8 al sector privado. Al 31 de diciembre de 2015, se mantienen 1.49 millones de barriles valorizados en S/ 53.8 millones.

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

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Saldo inicial	(6,358)	(6,647)
Cargo a resultados (costo de venta)	(3,985)	(4,934)
Recupero	4,933	5,223
	(5,410)	(6,358)

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros  
Al 31 de diciembre de 2015 y 2014

**11. Propiedad, Planta y Equipo, Neto**

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	Terrenos	Edificios y otras construcciones	Maquinaria y equipo	Unidad de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos y de cómputo	Equipos fuera de uso	Unidades por recibir	Obras en curso	Inversiones adicionales	Total
<b>Costo:</b>											
Saldos al 1 de enero de 2014	690,300	347,778	1,899,389	60,706	11,333	93,591	36,391	411	814,926	58,912	4,013,737
Adiciones	31,275	3,174	172,376	8,815	737	9,796	-	-	1,156,221	1,213	1,383,607
Retiros	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)
Transferencias	-	(52)	(1,114)	(2,284)	(107)	(259)	3,816	-	-	-	-
Deterioro	-	-	(111,701)	-	-	-	-	-	-	-	(111,701)
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2014 (reexpresado)</b>	<b>721,575</b>	<b>350,900</b>	<b>1,958,950</b>	<b>67,237</b>	<b>11,963</b>	<b>103,127</b>	<b>40,207</b>	<b>411</b>	<b>1,971,147</b>	<b>60,125</b>	<b>5,285,642</b>
Saldos al 1 de enero de 2015	721,575	350,900	1,958,950	67,237	11,963	103,127	40,207	411	1,971,147	60,125	5,285,642
Adiciones	-	-	-	-	-	-	-	-	1,834,383	10,135	1,844,518
Reversión deterioro	-	-	91,045	-	-	-	-	-	-	-	91,045
Retiros	-	(414)	-	-	(1)	(2)	(257)	-	(21)	-	(695)
Transferencias	2,174	56,106	207,453	856	707	20,764	4,144	-	(250,766)	(41,438)	-
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>723,749</b>	<b>406,592</b>	<b>2,257,448</b>	<b>68,093</b>	<b>12,669</b>	<b>123,889</b>	<b>44,094</b>	<b>411</b>	<b>3,554,743</b>	<b>28,822</b>	<b>7,220,510</b>
<b>Depreciación acumulada:</b>											
Saldos al 1 de enero de 2014	-	239,186	749,436	45,189	9,965	60,696	36,391	-	-	-	1,140,863
Adiciones	-	11,051	101,657	5,289	601	6,093	59	-	-	-	124,750
Transferencias	-	(52)	(1,059)	(2,281)	(107)	(258)	3,757	-	-	-	-
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2014 (reexpresado)</b>	<b>-</b>	<b>250,185</b>	<b>850,034</b>	<b>48,197</b>	<b>10,459</b>	<b>66,531</b>	<b>40,207</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,265,613</b>
Adiciones	-	13,153	103,153	5,277	742	7,337	188	-	-	-	129,850
Retiros	-	(414)	(3)	-	(1)	(2)	(257)	-	-	-	(677)
Transferencias	-	-	(1,390)	(1,859)	(178)	(529)	3,956	-	-	-	-
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>-</b>	<b>262,924</b>	<b>951,794</b>	<b>51,615</b>	<b>11,022</b>	<b>73,337</b>	<b>44,094</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,394,786</b>
<b>Costo neto:</b>											
<b>Al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>723,749</b>	<b>143,668</b>	<b>1,305,654</b>	<b>16,478</b>	<b>1,647</b>	<b>50,552</b>	<b>-</b>	<b>411</b>	<b>3,554,743</b>	<b>28,822</b>	<b>5,825,724</b>
<b>Al 31 de diciembre de 2014 (Reexpresado)</b>	<b>721,575</b>	<b>100,715</b>	<b>1,108,916</b>	<b>19,040</b>	<b>1,504</b>	<b>36,596</b>	<b>-</b>	<b>411</b>	<b>1,971,147</b>	<b>60,125</b>	<b>4,020,029</b>

### **Principales proyectos**

#### **A. Proyecto de Modernización de la Refinería 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 Diésel 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.

#### **B. Proyecto de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 64**

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.

Al 31 de diciembre de 2015:

- i. El Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 64, aprobado por D.S. 011-2013-EM de fecha 27 de abril de 2013, mediante la cual PETROPERÚ S.A. es Operador del Lote con el 100% de participación, se encuentra en situación de Fuerza Mayor y permanecerá hasta la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de Desarrollo del Yacimiento Situche Central.
- ii. Luego de un proceso de selección llevado a cabo, a través de un Banco de Inversión, con fecha 1 de octubre de 2014, PETROPERÚ S.A. suscribió con GEOPARK PERÚ S.A.C. (GEOPARK) el Contrato de Términos y Condiciones para la Inversión Conjunta en el Bloque Morona” (en adelante “Contrato de Inversión Conjunta”) para llevar a cabo conjuntamente las actividades del Contrato de Licencia, y se estableció inicialmente el 28 de febrero de 2015 como fecha límite para la suscripción de la Cesión de Posición Contractual en el referido Contrato de Licencia, a favor de GEOPARK.
- iii. Según Acuerdo de Directorio N° 078-2015-PP de fecha 29 de setiembre de 2015, se amplió la fecha límite del Contrato de Inversión Conjunta suscrito con GEOPARK, hasta el 30 de junio de 2016.

#### **C. 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 (Diésel, Gasolina y Gasohol), a fin de atender la demanda en su zona de influencia.

#### **D. Proyecto Construcción y Operación de Planta de Abastecimiento en Pasco Ninacaca**

Consiste en la construcción, instalación y puesta en marcha de una nueva Planta de Abastecimiento en Pasco, para la recepción, almacenamiento y despacho de combustibles (Diésel y Gasohol), a fin de atender la demanda de su zona de influencia.

#### **E. Proyecto Construcción y Operación de Planta de Ventas Puerto Maldonado**

Consiste en la construcción de una Planta de Ventas, con una capacidad de almacenamiento de 111 MB que luego será ampliada a 167 MB en una segunda etapa, para el despacho de Diesel B5 y gasolina 84.

**F. *Proyectos Construcción de Planta de Ventas Bayóvar, Construcción de una EESS propia en Ica y Transporte de Crudo Pesado de la Cuenca del Marañón por el Oleoducto Nor Peruano – 1era Etapa***

Proyectos detenidos. Ejecución supeditada a la necesidad de la Compañía, requerimiento que deberá ser previamente sustentado técnica y económicamente ante el Directorio, cumpliendo con lo dispuesto en la Ley 30130.

***Concesión de terminales***

En el año 1998 la Compañía suscribió contratos de concesión para la operación de los terminales Norte, Centro y Sur por un período de 15 años. Dichos contratos contemplaban que los operadores debían hacer inversiones adicionales para mantener las operaciones, cuyos costos son reembolsados con parte de los montos que los operadores pagan a la Compañía por la concesión, con base en un procedimiento que incluye el tratamiento tributario y contable del pago de las inversiones adicionales. Estos activos son de propiedad de PETROPERÚ S.A. y se formalizan con la emisión de la factura respectiva emitidas por los operadores de las plantas concesionadas. En 2011, la Compañía suscribió adendas a dichos contratos de concesión para prorrogarlos por un plazo adicional de 18 meses, en consecuencia estos contratos vencieron entre agosto y setiembre de 2014.

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; asimismo, dentro del plazo del contrato se establece la ejecución de inversiones adicionales y comprometidas. 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 los años 2012 y 2013, se suscribieron con los operadores adendas a los contratos de operación de terminales:

- Con fecha 24 de setiembre de 2012, se suscribió con Consorcio Terminales las adendas a los contratos de operación para los terminales del norte y del sur, para la acreditación por fases de inversiones adicionales.
- Con fecha 30 de noviembre de 2012, se suscribió con Vopak Perú S.A. la adenda al contrato de operación para los terminales del centro, para la acreditación por fases de las inversiones adicionales, y el pago directo al operador, de los saldos no cubiertos por los ingresos de los contratos.
- Con fecha 8 de julio 2013 se suscribió con Consorcio Terminales las adendas a los contratos de operación para los terminales del norte y del sur, para el pago directo al operador, de los saldos no cubiertos por los ingresos de los contratos.

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 conformado por las empresas Graña y Montero Petrolera S.A. y Oiltanking Perú S.A.C, en adelante Terminales del Perú, suscribiéndose los respectivos Contratos de Operación por un periodo de 20 años. El concurso para los Terminales del Sur se declaró desierto.

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

Teniendo en cuenta el resultado de Concurso Público para seleccionar al operador de los Terminales del Sur, se suscribió con Consorcio Terminales el 5 de setiembre de 2014 la Addenda 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 addenda adicional, con el objeto de prorrogar el Contrato de Operación para los Terminales del Sur por el plazo comprendido entre el 02 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 por concepto de suscripción de prórroga; así como a ejecutar inversiones adicionales por el monto aproximado de US\$ 25 millones, de acuerdo al Programa de Inversiones Adicionales.

### **Activos en comodato**

En el año 2004 la Compañía suscribió un contrato de comodato con el Despacho del Presidente de la República por el que cede en forma gratuita el uso de los bienes de su propiedad cuyo valor en libros asciende a S/ 898,000 y que a esa fecha se encontraban en uso en Palacio de Gobierno. El valor en libros de estos activos se castigó porque no generan beneficio alguno para la Compañía. Con el objeto de atender la solicitud de transferencia definitiva de los bienes de PETROPERÚ S.A. ubicados en Palacio de Gobierno, se viene culminando la verificación de la existencia física y del estado de conservación de los bienes dados en comodato al Palacio de Gobierno; condición necesaria para solicitar al Directorio de Petróleos del Perú la autorización de transferencia definitiva de los bienes bajo modalidad de donación.

### **Seguros**

Los activos y las operaciones de PETROPERÚ S.A. están asegurados por una póliza de seguro integral que cubre daños de propiedad, lucro cesante, sabotaje y terrorismo hasta por un monto asegurado de US\$ 600 millones y con valores declarados de US\$ 5,795 millones. La póliza cuenta también con seguro de responsabilidad civil hasta por US\$ 100 millones.

Las operaciones de abastecimiento y reabastecimiento de productos de aviación están cubiertas por una póliza de seguro de responsabilidad civil de aviación por US\$ 500 millones. En opinión de la Gerencia, las pólizas de seguro contratadas cubren adecuadamente el riesgo de eventuales pérdidas por la imprevista ocurrencia de siniestros.

### **Depreciación**

El cargo a resultados por la depreciación del año se distribuye entre los siguientes centros de costo:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Costo de venta (nota 21)	81,445	83,522
Gastos de venta (nota 22)	6,053	5,745
Gastos de administración (nota 23)	42,352	35,483
	<b>129,850</b>	<b>124,750</b>

Al 31 de diciembre de 2015 la Compañía no ha otorgado ningún elemento de su activo fijo en garantía de préstamos.

***Principales desembolsos relacionados a las obras en curso***

Durante el año 2015, las adiciones de propiedad, planta y equipo corresponden principalmente a obras en curso, las cuales están compuestas por la inversión en el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara que asciende a S/ 1,600 millones, que han sido clasificadas como obras en curso.

***Deterioro de activos***

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía registró deterioro de sus activos por miles de S/ 111,701, correspondiente a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Producción y Comercialización, el cual se originó por los siguientes indicadores: i) los ingresos futuros proyectados de los activos de la Refinería de Talara que forma parte de la UGE de Producción y Comercialización, sólo fueron considerados hasta el año 2019, debido a que en ese año el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara comenzará a operar, ii) el cálculo de la tasa de descuento no era coherente con las metodologías de mercado para descontar activos, ni se encontraba acorde a las tasas de descuentos utilizadas en el sector de hidrocarburos.

La Compañía al 31 de diciembre de 2015 efectuó la evaluación del deterioro de los activos y reversó miles de S/ 91,045 correspondiente a la pérdida por deterioro previamente reconocida debido al incremento en el valor recuperable de sus activos en base a los estimados usados. Tales estimados corresponden principalmente al pronóstico de precios de venta, al pronóstico volumétrico de exportaciones, inversiones de capital y recupero de IGV hasta por el 18% de las exportaciones (nota 2.E iv).

La reversión de la pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo fue registrada en el rubro de gastos operativos del costo de ventas (nota 21)

**12. Otros Activos No Financieros**

Al 31 de diciembre de 2015 corresponde S/ 59 millones a intangibles netos, principalmente por el sistema ERP SAP (S/ 67 millones al 31 de diciembre de 2014).

A partir del 1 de diciembre de 2014, se cambió la operatividad del Oleoducto Nor Peruano, al dejar de brindar el servicio de uso de crudo a los clientes internos inicialmente para proseguir con los clientes externos en el año 2015. El crudo contenido se ha reclasificado de la cuenta "Otros activos" del Activo No Corriente a la cuenta "Inventario" del Activo Corriente (nota 10).

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

**13. Otros Pasivos Financieros**

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>01.01.2014</b>
		<b>(Reexpresado)</b>	
Préstamo Sindicado (a)	1,706,500	1,494,500	-
Banco Continental	667,239	600,000	297,991
Banco Scotiabank (b)	522,784	480,000	290,000
Banco de Crédito del Perú – BCP (b)	824,045	467,500	492,258
Citibank del Perú S.A.	-	183,161	-
Banco Mercantil	-	149,450	139,800
Banco Bladex	-	110,756	97,323
Banco de la Nación	200,000	-	197,500
Banco Interbank	-	-	151,255
Banco Paribas	-	-	59,444
<b>Total</b>	<b>3,920,568</b>	<b>3,485,367</b>	<b>1,725,571</b>
Parte corriente	2,498,485	3,485,367	1,725,571
Parte no corriente	1,422,083	-	-

Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía no mantiene obligaciones bancarias a corto plazo en dólares estadounidenses, sin embargo durante el año 2015 se efectuaron operaciones de adelantos de exportación por plazos entre 6 y 18 días con tasas de 0.8920% a 0.9010%, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2014, los préstamos bancarios en dólares estadounidenses destinados al financiamiento de importaciones fueron de vencimiento corriente, devengaban intereses a tasas fijas anuales que fluctuaban entre 0.67% y 1.46%. Estas obligaciones no cuentan con garantías ni colaterales.

Al 31 de diciembre de 2015, el total de las obligaciones con entidades financieras locales están denominadas en soles, han sido destinadas al financiamiento de capital de trabajo como parte de la estrategia de la Compañía para mitigar el riesgo cambiario ante la volatilidad del dólar estadounidense. Durante el año 2015 los financiamientos fueron con vencimientos corrientes y a tasas fijas anuales que fluctuaron entre el 3.67% y 4.95%. Debemos señalar que con fecha valor 31 de diciembre de 2015, se realizó un financiamiento de 5 días por el importe de S/ 9.7 millones a la tasa de 49%, sin ser esta operación la más representativa del ejercicio.

Asimismo, se han contraído préstamos en soles destinados a financiamientos para capital de trabajo a fin de mitigar el riesgo cambiario ante la volatilidad del dólar estadounidense, con vencimientos corrientes y a tasas fijas anuales que fluctúan entre 4.07% y 5.03%.

La operación de endeudamiento a largo plazo destinado a financiar un primer tramo correspondiente a la Fase EPC del PMRT, se realizó con tasa variable y de acuerdo con los estándares del mercado.

- a) Con el objetivo de garantizar los recursos para la ejecución de un tramo inicial del PMRT. La Compañía gestionó un préstamo sindicado por US\$ 500 millones. Posteriormente el 4 de junio de 2014 se concretó la suscripción del Contrato de Crédito con las instituciones Financieras Deutsche Bank, JP Morgan, Mizuho Bank Ltd. Bank of Nova Scotia, Sumitomo Mitsui Banking Corporation y Bank of Tokyo – Mitsubishi, siendo el agente administrativo Mizuho Bank Ltd.

De acuerdo al contrato de crédito suscrito, la Compañía asume la obligación de pagar en un plazo de cinco años el servicio de la deuda, de la siguiente forma:

- i. Las amortizaciones de acuerdo con la propuesta acordada con las entidades financieras, considera un periodo de gracia de 24 meses, el repago se efectuara en 12 cuotas trimestrales iguales posteriores a este periodo de gracia.
- ii. Los intereses serán pagados desde el primer trimestre sobre la base de la tasa de interés (Libor trimestral) y el spread propuesto por el sindicato de bancos.

Asimismo, la Compañía ha otorgado pagarés en blanco a la orden de cada prestamista.

**Restricciones:**

Como parte del contrato suscrito la Compañía se encuentra obligada al cumplimiento de compromisos financieros, los cuales son medidos trimestralmente. A continuación se mencionan los compromisos financieros, mediante los cuales no se permite a PETROPERÚ S.A. que el:

- Ratio de ingresos netos de operaciones continuas antes del efecto de partidas excepcionales, ingresos, costos financieros e impuestos sobre los gastos financieros sea menor a 2.5 a partir del último día de cada trimestre fiscal.
- El prestatario no permitirá a partir del último día de cada trimestre fiscal que su patrimonio sea menor a US\$ 800 millones.

El 27 de enero de 2015, la Compañía remitió a Mizuho Bank Ltd., agente administrativo del Préstamo Sindicado, una solicitud de dispensa de cobertura de intereses para cuatro trimestres (cuarto trimestre del año 2014, primer, segundo y tercer trimestre del año 2015). La solicitud de dispensa fue comunicada el 5 de febrero de 2015 lo cual fue informado por el Agente Administrativo, el mismo que estipula que el próximo test de cumplimiento será el último día hábil del cuarto trimestre del año 2015. Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía se encuentra en cumplimiento de dicho ratio.

Asimismo la Compañía debe cumplir con los siguientes compromisos no financieros:

- **Cláusula 7.1**

Dentro del periodo de 150 días luego del cierre del año fiscal, la Compañía debe remitir una copia de los estados financieros auditados preparados de acuerdo con los principios contables reconocidos por un auditor internacionalmente independiente y sin opinión calificada. El plazo para remitir dichos estados financieros anuales auditados del año 2014, venció el 30 de mayo de 2015.

El 27 de marzo se aprobaron los estados financieros del año terminado el 31 de diciembre de 2014, con la opinión calificada por parte de los auditores externos; en virtud de ello, de acuerdo a lo establecido en el Contrato de Crédito, a fin de evitar el posible incumplimiento referido en la presente cláusula, se gestionó una dispensa para la ampliación del plazo hasta cumplir con dicho compromiso informativo. La dispensa se obtuvo el 26 de mayo de 2015 y extiende el plazo de presentación hasta el 31 de agosto de 2015; sin embargo la Compañía gestionó una nueva extensión del plazo mencionado hasta el 31 de octubre de 2015, dicha dispensa fue obtenida el 26 de agosto de 2015. La Compañía cumplió con este compromiso al presentar estados financieros auditados al 31 de mayo de 2015 comparativo con cifras reestructuradas al 31 de diciembre de 2014, sin salvedades.

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

### ▪ **Cláusula 7.2**

El prestatario hará que los registros contables sean completos, verdaderos y correctos, de conformidad con los principios de contabilidad y todos los requisitos de la ley aplicables. Luego de aprobarse los estados financieros auditados 2014 (30 de marzo de 2015) con la opinión calificada de los Auditores Externos, PETROPERÚ S.A. incumplió la cláusula 7.2 del Contrato de Crédito (cumplimiento de principios contables), razón por la cual se remitió al Agente Administrativo un “Notice of Default” el 6 de abril de 2015. La Compañía contó con 30 días para subsanar dicha condición u obtener una ampliación.

El 17 de abril de 2015 se recibió el Memorando N° SECR-0136-2015 – Pedidos del directorio, mediante el cual se solicitó que la Gerencia de Finanzas subsane las salvedades registradas en el dictamen de los auditores independientes. La Gerencia de Finanzas llevó a cabo este procedimiento, obteniendo la aprobación de los estados financieros al cierre contable del 31 de marzo de 2015, el 23 de abril de 2015. El 23 de abril de 2015 se remitió el “Remedy of Default” para informar al Agente Administrativo la subsanación del incumplimiento.

Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía cumple con los compromisos financieros y no financieros relacionados con el endeudamiento a largo plazo suscrito.

- b) De otro lado, con Acuerdo de Directorio N° 068-2015-PP de fecha 27 de agosto de 2015, se autorizó financiar temporalmente el PMRT con créditos de corto plazo hasta que haga efectivo el desembolso del préstamo de largo plazo. En el marco de dicho acuerdo se realizaron financiamientos por S/ 821.9 millones a tasas fijas anuales que fluctúan entre 4.85% y 5.41%. A continuación detallamos los desembolsos solicitados:

<b>Fecha desembolso</b>	<b>Entidad financiera</b>	<b>Moneda</b>	<b>Miles de</b>	<b>Plazo</b>	<b>Tasa de interés</b>
31/08/2015	BCP	Soles	36,700	180 días	4.85%
21/09/2015	BCP	Soles	126,300	179 días	5.08%
22/09/2015	BCP	Soles	46,500	178 días	5.08%
02/11/2015	Scotiabank	Soles	121,500	179 días	5.00%
03/11/2015	Scotiabank	Soles	56,100	178 días	5.00%
02/12/2015	Scotiabank	Soles	110,800	180 días	5.00%
03/12/2015	Scotiabank	Soles	69,400	180 días	5.00%
21/12/2015	BCP	Soles	94,600	179 días	5.41%
23/12/2015	BCP	Soles	125,600	180 días	5.41%
30/12/2015	BCP	Soles	34,400	120 días	5.29%

Con los fondos desembolsados en moneda nacional, se adquirieron US\$ 147.2 millones, € 81.1 millones y ¥ 1,040.7 millones para el pago de facturas del proveedor Técnicas Reunidas

## 14. Cuentas por Pagar Comerciales

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Proveedores nacionales de crudo y productos refinados	154,163	403,465
Proveedores extranjeros de crudo y productos refinados	751,018	385,300
Proveedores de bienes y servicios	149,708	124,162
Empresas navieras y operadoras de terminales y plantas de venta	28,747	16,315
	<b>1,083,636</b>	<b>929,242</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

Al 31 de diciembre de 2015, el principal proveedor nacional de crudo es Savia Perú S.A. cuyo saldo asciende a S/ 27.7 millones (S/ 294.4 millones al 31 de diciembre de 2014). El principal proveedor del exterior es Lukoil Pan Americas LLC al que se le adeuda S/ 237.9 millones.

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 y con la adquisición de suministros y repuestos. Las facturas se emiten 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:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>01.01.2014</b>
		<b>(Reexpresado)</b>	
Tributos	87,278	90,235	76,639
Anticipos recibidos de clientes (a)	50,721	64,534	28,459
Remuneraciones	55,430	54,212	86,930
Diversas (c)	28,544	44,770	9,556
Intereses	19,003	6,942	5,363
Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles	5,402	4,997	-
Participación de los trabajadores (b)	58,353	-	13,168
	<b>304,731</b>	<b>265,690</b>	<b>220,115</b>

## (a) Anticipos recibidos de clientes

Los anticipos recibidos de clientes comprenden principalmente fondos recibidos de compañías nacionales y del exterior por miles de S/ 6,000 y miles de S/ 26,900, respectivamente, para garantizar el suministro de combustible que se encuentra pendiente de despacho.

## (b) Participación de los trabajadores

De acuerdo con la legislación vigente, la participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía es del 10% de la ganancia neta. Esta participación es gasto deducible para propósitos del cálculo del impuesto a las ganancias.

Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía determinó una participación de miles de S/ 58,353 (al 31 de diciembre de 2014, la Compañía no determinó participación de trabajadores, debido a que presentó pérdida tributaria, al 31 de diciembre de 2013, la Compañía determinó una participación de trabajadores por S/ 13.168 millones) que se registró con cargo a los resultados del año en los siguientes rubros:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>01.01.2014</b>
		<b>(Reexpresado)</b>	
Costo de venta (nota 21)	23,081	-	6,169
Gastos de venta (nota 22)	10,395	-	2,100
Gastos de administración (nota 23)	24,877	-	4,899
	<b>58,353</b>	-	13,168

## (c) Las otras cuentas por pagar diversas incluye principalmente descuentos judiciales por pensiones alimentarias por miles de S/ 10,325.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

**16. Provisiones**

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Corriente		
Provisión para pensiones de jubilación (a)	-	61,799
Provisiones para reclamos civiles (b)	79,107	10,667
Provisión para mejoras del medio ambiente (c)	45,044	55,897
Provisiones para reclamos laborales	8,756	16,116
Provisión de taponamiento de pozos (d)	1,928	1,928
Otras provisiones	526	526
	<b>135,361</b>	<b>146,933</b>
No corriente		
Provisión para pensiones de jubilación (a)	514,895	506,920
Provisión mejoras para el medio ambiente (b)	54,224	29,343
	<b>569,119</b>	<b>536,263</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2015 y de 2014

El movimiento de las provisiones, es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<b>Provisión para pensiones de jubilación</b>	<b>Provisión para mejoras del medio ambiente</b>	<b>Provisión para reclamos Laborales</b>	<b>Provisión para reclamos civiles</b>	<b>Provisión para taponamiento de pozos</b>	<b>Otras provisiones</b>	<b>Total</b>
<b>Saldos al 1 de enero de 2014</b>	<b>557,469</b>	<b>65,802</b>	<b>20,369</b>	<b>20,855</b>	<b>1,928</b>	<b>591</b>	<b>667,014</b>
Provisión/recupero del año	73,941	15,520	4,139	(3,799)	-	(65)	89,736
Pagos	(62,691)	(993)	(8,392)	(6,919)	-	-	(78,995)
Diferencia tipo de cambio	-	4,911	-	530	-	-	5,441
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2014 (reexpresado)</b>	<b>568,719</b>	<b>85,240</b>	<b>16,116</b>	<b>10,667</b>	<b>1,928</b>	<b>526</b>	<b>683,196</b>
Provisión/recupero del año	8,522	9,881	1,973	74,379	-	1,931	96,686
Pagos	(62,346)	(8,951)	(9,333)	(5,660)	-	(1,931)	(88,221)
Diferencia tipo de cambio	-	13,098	-	(279)	-	-	12,819
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>514,895</b>	<b>99,268</b>	<b>8,756</b>	<b>79,107</b>	<b>1,928</b>	<b>526</b>	<b>704,480</b>

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

(a) Provisión para pensiones de jubilación

La provisión para pensiones de jubilación incluye principalmente las obligaciones previsionales del Régimen Pensionario del Decreto Ley N° 20530 que comprende íntegramente a trabajadores cesados, calculadas y pagadas en soles.

De acuerdo con lo establecido por la NIC 19 - Beneficios a los Empleados, la Compañía mantiene un plan de beneficios definidos que le obliga al otorgamiento de los beneficios acordados en el Decreto Ley N° 20530 y en sus normas complementarias. Estos beneficios corresponden, exclusivamente a ex-trabajadores (por concepto de cesantía, invalidez, viudez y orfandad) que adquirieron derecho a pensión al alcanzar 15 años de servicios reales y remunerados si es hombre y doce y medio si es mujer (Artículo 4° del Título I del Decreto Ley N° 20530). El financiamiento de estas obligaciones es atendida con recursos propios.

El fondo de pensiones es una renta vitalicia que perciben ex-trabajadores por concepto de cesantía, invalidez, viudez y orfandad. Las pensiones han sido consideradas tradicionalmente dentro de las provisiones actuariales de vida; sin embargo, tienen sentido y denominación propia, debido a la importancia económica y la especialización actuarial que requieren. Considerando las particularidades de la provisión social, éstas comprenden el período probable de cobertura del riesgo en toda la vida del partícipe del plan.

Mediante acuerdo de Directorio N° 096-2004-PP de fecha 25 de setiembre de 2004, PETROPERÚ S.A. aprobó el "Cuadro de Equivalencias de los Cargos de la Administración Pública aplicable a los pensionistas del Decreto Ley N° 20530" para dar cumplimiento con lo dispuesto en el Artículo 40 de la Ley N° 28047 - Ley que regula las nivelaciones de las pensiones del Régimen del Decreto Ley N° 20530.

El monto de la provisión corresponde al valor presente de los pagos futuros que la Compañía está obligado a cubrir a favor de los pensionistas y se actualiza anualmente en base al cálculo actuarial realizada por un actuario independiente bajo el método de crédito proyectada y lo valida la Oficina de Normalización Previsional – ONP.

La Ley N° 28449, vigente a partir de enero de 2005, establece las nuevas reglas del Régimen de Pensiones del D.L. N° 20530.

Para el cálculo valor presente de los flujos futuros pensionables, el actuario utilizó la tasa de interés técnico anual de 4% (\*) aplicada a dólares americanos para la conmutación de las Tablas de Mortalidad, similar a la utilizada para el año 2014. Esta tasa de interés técnico es utilizada en la valoración de un seguro de vida y en general se acepta que la determinación de su valor debe basarse en el rendimiento medio que conseguirá la Compañía durante la duración del contrato invirtiendo las aportaciones de los asegurados.

(\*) Tasa contemplada en Guía Técnica para el Cálculo de Reservas Actuariales aprobada por Resolución Jefatural N° 227-2009-JEFATURA/ONP de fecha 4 de diciembre de 2009 de la Oficina de Normalización Previsional- ONP.

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

El movimiento del número de pensionistas y beneficiarios directos, se resume como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Inicio de ejercicio	1,057	1,089
Altas (*)	27	29
Bajas	(58)	(61)
	<b>1,026</b>	<b>1,057</b>

- (\*) Las altas corresponden al ingreso de beneficiarios directos (sobrevivientes de viudez, orfandad y sobrevivencia) derivada del Régimen del Decreto Ley N° 20530 que transfiere el beneficio del beneficiario original a sus beneficiarios directos, al momento del fallecimiento del trabajador o causante, siempre que éste haya tenido derecho a una pensión o si se encontraba laborando y cumplía con los requisitos necesarios para tener derecho a la indicada pensión.

Mediante Ley N° 30372 “Ley del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016”, en el artículo Sexagésimo Cuarto, se indica que a partir de la vigencia de la ley, la Oficina de Normalización Previsional (ONP) se encargará de la administración y pago de las pensiones al amparo del Decreto Ley N° 20530 y sus normas complementarias y modificatorias, correspondientes a los pensionistas de PETROPERÚ S.A., así como de las contingencias que se deriven de la administración y pago. Para el pago de las pensiones, la ONP tomará como referencia el monto de las pensiones abonadas al último mes, previo a la entrada en vigencia de la presente ley. Asimismo indica que mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas se emitirán las normas complementarias que resulten necesarias para la mejor aplicación de la disposición. (nota 31)

- (b) Provisión para reclamos civiles  
Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía ha estimado una provisión por S/ 60 millones para cubrir los pasivos por contingencias civiles, administrativas y ambientales.
- (c) 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 de Hidrocarburos; 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 del 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

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros  
31 de diciembre de 2015 y 2014

sus políticas de gestión empresarial, al 31 de diciembre de 2015, PETROPERÚ S.A. continúa ejecutando trabajos de remediación ambiental en las unidades operativas propias y 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 (D.S. N° 046-93-EM), está 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 y en sus unidades operativas propias.

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, 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 (D.S. N° 002-2013-MINAM, D.S. N° 002-2014-MINAM, R.M. N° 085-2014-MINAM, R.M. N°034-2015-MINAM y D.S. 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 2016 se ha estimado un gasto de miles de S/ 18,802 para la realización de las evaluaciones iniciales del ECA Suelo (muestreo exploratorio y de Identificación de suelos contaminados) los cuales se han incorporado en la provisión para el Programa de Remediación Ambiental de Operaciones Talara, Conchán, Oleoducto, Selva y las Gerencias Comercial y Exploración y Explotación por miles de S/ 2,819, miles de S/ 1,881, miles de S/ 4,700, miles de S/ 2,819, miles de S/ 2,819 y miles de S/ 3,761, respectivamente.

Con fecha 22 de diciembre de 2015, el departamento de Logística ingresó en el SEACE, la segunda Convocatoria del “Servicio de identificación de sitios posiblemente contaminados (muestreo de identificación) que superen los Estándares de Calidad Ambiental para Suelo en las Operaciones de PETROPERÚ”, estableciendo en el cronograma del Proceso CMA-004-2015-OPF/PETROPERÚ, el otorgamiento de la Buena Pro para marzo de 2016. Las actividades iniciarán al día siguiente de suscrito el contrato con el Postor Ganador contando con 300 días para su ejecución. Actualmente el proceso se encuentra en evaluación de propuestas.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

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

<i>En miles de soles</i>	<b>Saldos al 01.01.2015</b>	<b>Pagos</b>	<b>Diferencia en cambio</b>	<b>Resultados</b>	<b>Saldos al 31.12.2015</b>
Lote 8	10,023	(8)	1,712	1,474	13,201
Lote X	14,770	(8)	2,440	1,672	18,874
Pampilla	647	(197)	103	144	697
Lubricantes	382	-	58	16	456
Terminales del Norte	852	-	120	-	972
Terminales del Sur	655	(8)	100	34	781
Terminales del Centro	5,420	(8)	871	441	6,724
Sistema Eléctrico Gas Natural	61	-	9	-	70
<b>Total Unidades Privatizadas</b>	<b>32,810</b>	<b>(229)</b>	<b>5,413</b>	<b>3,781</b>	<b>41,775</b>
Operaciones Talara	33,372	(8,223)	4,724	3,786	33,659
Operaciones Conchán	3,443	-	553	401	4,397
Operaciones Oleoducto	4,874	(494)	745	1,050	6,175
Operaciones Refinería Iquitos	5,449	(5)	845	434	6,723
Operaciones comerciales	2,268	-	351	184	2,803
Gerencia Exploración y Explora	3,024	-	467	245	3,736
<b>Total de Unidades Propias</b>	<b>52,430</b>	<b>(8,722)</b>	<b>7,685</b>	<b>6,100</b>	<b>57,493</b>
<b>Total</b>	<b>85,240</b>	<b>(8,951)</b>	<b>13,098</b>	<b>9,881</b>	<b>99,268</b>

<i>En miles de soles</i>	<b>Saldos al 01.01.2014</b>	<b>Pagos</b>	<b>Diferencia en cambio</b>	<b>Resultados</b>	<b>Saldos al 31.12.2014 (Reexpresado)</b>
Lote 8	11,017	(7)	770	(1,757)	10,023
Lote X	15,814	(7)	1,081	(2,118)	14,770
Pampilla	471	(7)	42	141	647
Lubricantes	387	-	26	(31)	382
Terminales del Norte	751	-	54	47	852
Terminales del Sur	589	(6)	43	29	655
Terminales del Centro	5,730	(7)	396	(699)	5,420
Sistema Eléctrico Gas Natural	57	-	4	-	61
<b>Total Unidades Privatizadas</b>	<b>34,816</b>	<b>(34)</b>	<b>2,416</b>	<b>(4,388)</b>	<b>32,810</b>
Operaciones Talara	21,688	(462)	2,191	9,955	33,372
Operaciones Conchán	3,323	-	119	1	3,443
Operaciones Oleoducto	1,669	(497)	98	3,604	4,874
Operaciones Refinería Iquitos	4,306	-	89	1,054	5,449
Operaciones comerciales	-	-	(1)	2,269	2,268
Gerencia Exploración y Explora	-	-	(1)	3,025	3,024
<b>Total de Unidades Propias</b>	<b>30,986</b>	<b>(959)</b>	<b>2,495</b>	<b>19,908</b>	<b>52,430</b>
<b>Total</b>	<b>65,802</b>	<b>(993)</b>	<b>4,911</b>	<b>15,520</b>	<b>85,240</b>

Los desembolsos para la remediación del ambiente en las unidades privatizadas que realiza PETROPERÚ S.A. se registran con cargo a la provisión. El Artículo 6° de la Ley N° 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S.A., establece que la Dirección General del Tesoro Público transferirá a PETROPERÚ S.A., a través de aportes de capital, la totalidad de los recursos necesarios para cubrir los gastos de remediación ambiental de los negocios privatizados que les pertenecieron.

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

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 2015, estaba pendiente por transferirse un monto de S/ 34 millones para gastos futuros, el mismo que también ha sido reconocido por el MINEM.

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 2007 – octubre 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 S/ 4,115,795.

La Compañía ha continuado cursando comunicaciones al MEF y 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 desembolsos por S/ 62.6 millones, cubriendo la totalidad de los gastos efectuados por la Compañía al 31 de diciembre de 2015 por concepto de remediación ambiental en sus unidades privatizadas. 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 largo plazo.

La Gerencia estima suficiente los importes de ambas provisiones para cubrir los pasivos de remediación ambiental a los que la Compañía está obligada.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014

**17. Pasivo por Impuesto a las Ganancias**

El movimiento de la cuenta pasivo diferido por impuesto a las ganancias por los años terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 es el que sigue:

<i>En miles de soles</i>	<b>Saldos al 01.01.2013</b>	<b>Cargo (abono) a resultados</b>	<b>Saldos al 01.01.2014</b>	<b>Cargo (abono) a resultados</b>	<b>Saldos al 31.12.2014 (Reexpresado)</b>	<b>Cargo (abono) a resultados</b>	<b>Saldos al 31.12.2015</b>
<b>Activo diferido:</b>							
Provisión para pensiones de jubilación	191,980	(24,740)	167,240	(15,665)	151,575	(7,404)	144,171
Provisión para remediación ambiental	18,575	1,166	19,741	4,061	23,802	3,289	27,091
Otras provisiones	20,802	1,504	22,306	(5,835)	16,471	6,362	22,833
Diferencias en las tasas de depreciación	10,859	606	11,465	4,157	15,622	2,038	17,660
Beneficios tributarios por pérdidas arrastrables	-	-	-	39,524	39,524	(39,524)	-
Deterioro de propiedad, planta y equipo	-	-	-	29,042	29,042	(23,672)	5,370
	<b>242,216</b>	<b>(21,464)</b>	<b>220,752</b>	<b>55,284</b>	<b>276,036</b>	<b>(58,911)</b>	<b>217,125</b>
<b>Pasivo diferido:</b>							
Costo atribuido activo fijo	(460,777)	11,253	(449,524)	57,885	(391,639)	10,973	(380,666)
Intereses capitalizados financiamiento PMRT	-	-	-	(6,041)	(6,041)	(10,478)	(16,519)
	<b>(460,777)</b>	<b>11,253</b>	<b>(449,524)</b>	<b>51,844</b>	<b>(397,680)</b>	<b>495</b>	<b>(397,185)</b>
<b>Pasivo diferido neto</b>	<b>(218,561)</b>	<b>(10,211)</b>	<b>(228,772)</b>	<b>107,128</b>	<b>(121,644)</b>	<b>(58,416)</b>	<b>(180,060)</b>

## 18. Patrimonio

### A. Capital emitido

Al 31 de diciembre de 2015, el capital emitido ha sido autorizado, suscrito y pagado está representado por 1,949,968,400 acciones comunes, cuyo valor nominal es de un sol cada una.

La composición del accionariado que participa del capital emitido de la Compañía comprende:

Clase	Número de acciones	%
A	1,559,974,720	80
B	389,993,680	20
	<b>1,949,968,400</b>	<b>100</b>

### B. Capital adicional

En sesión de fecha 9 de abril de 2014 la Junta General de Accionistas aprobó el aumento de Capital Social de la suma de S/ 1,863,039,055 a la suma de S/ 1,945,852,605, es decir, en la suma de S/ 82,813,550, como resultado de la capitalización de la utilidad distributable del ejercicio 2013; inscrito en Registros Públicos de Lima el 17 de octubre de 2014.

Mediante Resolución Ministerial N° 562-2014 MEM/DM publicado el 31 de diciembre de 2014 se autorizó al Ministerio de Energía y Minas – MEM, la Transferencia Financiera por la suma de S/ 4,115,795 a favor de PETROPERÚ S.A., con el objeto de cubrir gastos de remediación ambiental de las unidades de negocio totalmente privatizadas; importe que ha sido registrado el mismo 31 de diciembre de 2014 como aporte de capital.

Por lo que, mediante Acuerdo de Directorio N° 022-2015-PP de 30 de marzo de 2015 se acordó proponer a la Junta General de Accionistas aprobar el aumento de Capital Social, como consecuencia de la capitalización del aporte de capital registrado transitoriamente en la cuenta patrimonial Capital Adicional por S/ 4,115,795.

La Junta General de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2015 acordó aprobar el referido aumento de Capital Social, encontrándose en trámite registral para la inscripción en los Registros Públicos.

Posteriormente se promulgó la Resolución Ministerial N° 300-2015-MEM/DM publicada el 12 de junio de 2015 en la que se autorizó al Ministerio de Energía y Minas – MEM, la transferencia financiera por la suma de S/ 10 millones a favor de PETROPERÚ S.A., con el objeto de cubrir gastos de remediación ambiental de las unidades de negocio totalmente privatizadas; importe que fue transferido el 16 de junio de 2015 y registrado como aporte de capital ese mismo día.

Adicionalmente, durante el mes de noviembre de 2015 mediante Resoluciones Ministeriales N° 474-2015-MEM/DM, 506-2015-MEM/DM y 519-2015-MEM/DM de fecha 7 de noviembre de 2015, 21 de noviembre de 2015 y 28 de noviembre de 2015, respectivamente, se autorizaron las transferencias financieras a favor de PETROPERÚ S.A., por la suma de S/ 50 millones, S/ 1 millón y S/ 1.67 millones, con el objeto de cubrir gastos de remediación ambiental de las unidades de negocio totalmente privatizadas, recursos que fueron transferidas con fecha efectiva el 11 de noviembre de 2015, 25 de noviembre de 2015 y 10 de diciembre de 2015, respectivamente.

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

### 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, de la reserva legal registrada al 31 de diciembre de 2014 ascendente a miles de S/ 99,033, la Compañía ha aplicado en el mes de mayo 2015 el importe de miles de S/ 94,905 para compensar parte de la pérdida neta del ejercicio 2014, con lo que el monto final de la reserva legal asciende a miles de S/ 4,128.

### D. Resultados acumulados

En sesión de fecha 21 de diciembre de 2009 la Junta General de Accionistas aprobó la política de dividendos, que señala: "Las utilidades distribuibles y luego de detrída 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 28840 – Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Compañía 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:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Ventas nacionales	10,254,609	13,047,417
Fondo de estabilización de precios de combustible derivados (nota 9.a)	287,273	(105,735)
	<b>10,541,882</b>	<b>12,941,682</b>
Ventas al exterior	1,001,213	1,811,092
	<b>11,543,095</b>	<b>14,752,774</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

Al 31 de diciembre las ventas se descomponen como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Ventas nacionales		
Gas licuado de petróleo – GLP	502,689	708,718
Turbo y kerosene	342,842	384,842
Gasolinas	2,915,552	3,186,163
Diesel varios	6,143,239	7,733,379
Petróleos industriales	331,417	478,578
Crudo reducido	-	-
Asfaltos	244,152	372,487
Solventes	56,410	73,659
Otros	5,581	3,856
<b>Total ventas nacionales</b>	<b>10,541,882</b>	<b>12,941,682</b>
Ventas al exterior:		
Nafta Virgen	176,954	354,693
Turbo	268,133	372,477
Diesel 2	91,682	210,274
Petróleos industriales	432,825	840,155
Crudo reducido	22,433	-
Asfaltos	9,186	17,740
Solventes	-	-
Nafta Craqueada	-	6,660
Gasohol 90	-	9,093
<b>Total ventas al exterior</b>	<b>1,001,213</b>	<b>1,811,092</b>
	<b>11,543,095</b>	<b>14,752,774</b>

**20. Otros Ingresos Operacionales**

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Transporte crudo por oleoducto (a)	173,467	155,023
Tarifas de operación terminales (b)	96,383	67,996
Arrendamiento SAVIA PERÚ S.A. (c)	32,022	28,466
Fletes recobrables	29,726	15,096
Costo de uso de hidrocarburos	10,415	14,067
Alquileres (d)	11,195	8,406
Servicio de despacho combustibles	20	4,032
Servicio al cliente	3,618	115
Otros ingresos por servicios	6,114	4,113
	<b>362,960</b>	<b>297,314</b>

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

- (a) El 31 de julio de 1996 se firmó el Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano con Pluspetrol Norte S.A., actuando en su condición de Operador de Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del lote 8, suscrito con el Estado peruano con fecha 22 de julio de 1996 (“Contrato de Licencia), y en representación de las Compañías licenciatarias del Contrato de Licencia (“Licenciatarios”), en adelante PLUSPETROL, por el cual la Compañía se obliga a transportar a través del sistema de transporte (conjunto de tuberías, equipos, instalaciones y tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, que forman parte del Tramo I y del Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano) todos los hidrocarburos líquidos de PLUSPETROL y de los Licenciatarios entregados a PETROPERÚ S.A. en el Punto de Ingreso del Tramo I, sin exceder su capacidad de operación, y devolverlos a PLUSPETROL en el Punto de Salida del Tramo II y/o Estación N° 7 para el caso de las entregas a la Refinería El Milagro.

El Transporte de petróleo del Lote 1-AB de Pluspetrol Norte S.A. se inició contractualmente el 1 de junio de 2001, fecha en la cual PERUPETRO S.A. cedió su posición contractual a PLUSPETROL en el Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos por el Oleoducto Ramal Norte y el Tramo II del Oleoducto Nor-Peruano, debido a que PLUSPETROL adquirió la condición de licenciatario del Contrato para la Explotación de los Hidrocarburos del Lote 1-AB suscrito con el Estado Peruano en dicha fecha.

PLUSPETROL operó el Lote 1-AB hasta el 20 de agosto de 2015, sin embargo actualmente tiene saldos de crudo en el Oleoducto Nor Peruano, volúmenes que estiman serán embarcados en el Terminal Bayóvar en marzo 2016. El 23 de setiembre de 2015 se llegó a un acuerdo en relación a los términos de los contrato de Transporte 2015 para los Lotes 8 y 1AB, dichos acuerdos están en proceso de firma.

El transporte de petróleo del Lote 67 de PERENCO se encuentra normado a través del contrato firmado el 20 de diciembre 2012, el mismo que establece un plazo de vigencia de dos (02) años desde la fecha de inicio de producción de crudo del Lote 67, situación que dicha empresa comunicó se produjo el 16 de diciembre 2013 mediante carta PPP/CAR-3744/LEG-12113, por lo tanto el contrato tiene vigencia desde el 16 de diciembre 2013 hasta el 15 de diciembre 2015. El 11 de diciembre de 2014 se suscribió la “Primera Adenda al Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor Peruano”, en la cual se actualizó la Tarifa de Transporte 2014 para el crudo Piraña Blend, así mismo se definieron los parámetros para el cálculo del ajuste por volumen, ajuste por viscosidad y ajustes por contenido de sal.

Con fecha 2 de marzo de 2015, mediante carta PPP/CAR-5487/LEG-0315, PERENCO indicó que se han visto forzados a modificar sus operaciones de producción en el Lote 67 a un nivel de 1,000 bpd para el año 2015, debido a la gran baja del precio del petróleo, medida que manifiestan permitirá salvaguardar los intereses en el lote, por lo que informan que dejarán de entregar crudo a Estación 1 en el mes de marzo 2015.

Con fecha 29 de abril de 2015, PETROPERÚ S.A. y PERENCO firmaron la “Segunda adenda al Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor Peruano”, mediante el cual se transportó por el Oleoducto Nor Peruano, un volumen SPOT de 83,492 barriles, a una tarifa de 24.82 Soles/BI.

Con fecha 27 de agosto de 2015, PETROPERÚ S.A. y PERENCO suscribieron el Acuerdo de Terminación del Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor Peruano.

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

Con fecha 28 de agosto de 2015, PETROPERÚ S.A. y PERENCO suscribieron el Contrato SPOT de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Nor Peruano, por un volumen SPOT de 340,000 barriles, en el periodo Agosto – Diciembre 2015, acordando una tarifa del Servicio de Transporte del “Volumen SPOT” de 9.50 US\$/Bl..

PERUPETRO es el propietario de los hidrocarburos extraídos del Lote 192 a partir del 30 de agosto de 2015 hasta el 29 de agosto de 2015 y retribuye al contratista de servicios (Pacific Stratus Energy) mediante pago en especie con un porcentaje de los hidrocarburos extraídos.

El 28 de setiembre de 2015 se suscribió un contrato con Pacific por el período octubre – diciembre 2015. El 13 de noviembre de 2015 se firmó el contrato de transporte con PERUPETRO por el período noviembre – diciembre 2015. Ambos contratos suscritos tienen como finalidad el transporte del crudo del Lote 192 por el Oleoducto Nor Peruano.

- (b) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de PETROPERÚ S.A. firmados con el Consorcio Terminales (integrado por GyM S.A. y GMP S.A. actualmente conformado por GMP y Oiltanking) para los terminales y plantas del sur del Perú y con Terminales del Perú (conformado por GMP y Oiltanking) para los terminales y plantas del norte y del centro.
- (c) La Compañía 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. Por este arrendamiento SAVIA PERÚ S.A. paga a la Compañía US\$ 10 millones anuales, monto que permanece inalterable hasta el vencimiento del contrato. Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía se encuentra en proceso de negociación del contrato de arrendamiento de activos del Lote Z- 2B a suscribir con SAVIA PERÚ S.A. El Contrato de Arrendamiento continúa vigente en amparo del artículo 1700 del Código Civil del Perú.
- (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

El costo de ventas comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Inventario inicial de existencias (a)	1,465,499	1,999,344
Compras de petróleo crudo, productos refinados y suministros	9,071,766	12,744,035
Consumo de suministros de operaciones	(69,064)	(116,138)
Gastos operativos de producción (b)	722,360	939,869
Inventario final de existencias (a)	(1,306,398)	(1,465,499)
	<b>9,884,163</b>	<b>14,101,611</b>

- (a) Para el ejercicio 2014, el inventario inicial no incluye S/ 99.6 millones de existencias de crudo en línea para la operación del Oleoducto Nor-Peruano.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

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

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Servicios de terceros (*)	403,613	402,294
Cargas de personal	181,435	169,785
Materiales y suministros	100,708	143,390
Depreciación (nota 11)	81,445	83,522
Deterioro de activo (nota 11)	(91,045)	111,701
Seguros	15,377	21,918
Cargas diversas de gestión	2,283	2,472
Participación de los trabajadores (nota 15.b)	23,081	-
Otros	5,463	4,787
	<b>722,360</b>	<b>939,869</b>

(\*) Incluye lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Fletes y gastos transporte terrestre	111,465	134,934
Fletes y gastos transporte marítimo	86,467	85,992
Energía y agua	72,743	58,927
Fletes y gastos otros fletes	62,082	56,089
Servicios de mantenimiento y reparación	38,542	35,567
Protección y seguridad industrial	12,721	11,745
Alimentación y alojamiento	10,634	9,936
Servicios de terceros varios	8,959	9,104
	<b>403,613</b>	<b>402,294</b>

**22. Gastos de Ventas y Distribución**

Comprenden lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Servicios de terceros (a)	236,406	217,580
Cargas de personal	83,994	80,931
Tributos	57,031	61,020
Materiales y suministros	8,165	8,146
Depreciación (nota 11)	6,053	5,745
Seguros	4,183	2,849
Cuenta de cobranza dudosa (nota 8)	515	1,278
Cargas diversas de gestión	1,318	945
Amortización	1	1
Participación de los trabajadores (nota 15-b)	10,395	-
	<b>408,061</b>	<b>378,495</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

(a) Incluye lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Almacenaje de productos	87,132	82,235
Despacho de productos	72,191	61,307
Publicidad	9,919	17,285
Servicios de mantenimiento y reparación	5,579	6,400
Fletes y gastos otros fletes	37,489	28,148
Protección y seguridad industrial	3,657	3,332
Servicios de terceros varios	19,318	17,455
Gastos de viaje y transferencias	1,121	1,418
	<b>236,406</b>	<b>217,580</b>

**23. Gastos de Administración**

Comprenden lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Cargas de personal (a)	237,009	241,243
Servicios de terceros (b)	128,738	127,794
Depreciación (nota 11)	42,352	35,483
Tributos	10,954	31,770
Cuenta de cobranza dudosa (nota 9)	12,303	-
Cargas diversas de gestión	95,883	22,235
Amortización	7,898	5,768
Materiales y suministros	3,450	3,867
Seguros	8,739	1,410
Participación de los trabajadores (nota 15.b)	24,877	-
	<b>572,203</b>	<b>469,570</b>

(a) Incluye la retribución al Directorio (honorario y dietas) de miles de S/ 277.8 en el año 2015 (miles de S/ 124.2 en el año 2014 ) y la remuneración del personal gerencial que totaliza miles de S/ 16,515 en el año 2015 (miles de S/ 15,255 en el año 2014).

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

(b) Incluye lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Servicios de Outsourcing IBM	34,794	31,913
Servicios de mantenimiento y reparación	19,029	19,077
Asesoría, peritaje y auditorías	19,325	18,309
Servicios de terceros - Varios	16,300	16,728
Protección y seguridad industrial	16,794	15,051
Publicidad	5,343	9,485
Gastos bancarios	4,702	5,793
Gastos de viaje y transferencias	4,628	4,204
Servicios temporales	5,995	3,277
Fletes	1,828	2,844
Servicios médicos	-	1,113
	<b>128,738</b>	<b>127,794</b>

**24. Cargas de Personal**

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Sueldos y salarios	168,087	169,443
Bonificaciones	124,571	117,518
Contribuciones sociales	70,390	66,869
Gratificaciones	41,171	39,457
Compensación por tiempo de servicios	26,004	26,243
Vacaciones	15,421	14,123
Alimentación	11,669	11,523
Sobretiempo	3,996	4,905
Movilidad	3,928	3,915
Participación de los trabajadores	58,353	-
Otros	37,201	37,963
	<b>560,791</b>	<b>491,959</b>

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

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Costo de venta (nota 21)	204,516	169,785
Gasto de venta (nota 22)	94,389	80,931
Gasto de administración (nota 23)	261,886	241,243
	<b>560,791</b>	<b>491,959</b>

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

**25. Otros Ingresos y Gastos**

Los otros ingresos y gastos, comprenden:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
<b>Otros ingresos</b>		
Recupero de provisiones	5,462	9,312
Cobro de penalidades	-	1,834
Reembolso de seguros/Incumplimiento	19,115	11,672
Servicios operaciones marítimas	8,610	7,518
Recupero juicio SENAPA	-	5,298
Otros ingresos e intereses pagados por SUNAT	22,468	47,401
	<b>55,655</b>	<b>83,035</b>
<b>Otros gastos</b>		
Crédito Fiscal por IGV no utilizado por ventas exoneradas en la Amazonía (a)	(139,674)	(244,909)
Desvalorización de suministros	(3,985)	(4,934)
Pensiones de jubilación	(8,522)	(73,941)
	<b>(152,181)</b>	<b>(323,784)</b>

- (a) Mediante el Decreto Supremo N° 266-2015-EF de fecha 24 de setiembre de 2015, se incorpora el artículo 3-A en el Decreto Supremo N° 005-99-EF que reglamenta la aplicación de beneficios tributarios a la venta del petróleo, gas natural y derivados otorgados por el artículo N° 14 de la Ley N° 27037, Ley de Promoción a la Inversión en la Amazonía. Con la incorporación del artículo 3-A al Decreto Supremo N° 005-99-EF, se elimina, para las empresas petroleras que no pueden discriminar el destino de sus adquisiciones a operaciones gravadas y no gravadas (como PETROPERÚ S.A.) la obligación de incorporar en la fórmula de la prorrata el importe de las ventas no gravadas, con lo cual el efecto que genera es la recuperación del 100% crédito fiscal.

**26. Ingresos y Gastos Financieros**

Los ingresos y gastos financieros comprenden:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Intereses sobre depósitos bancarios	2,394	2,325
Ganancia por instrumentos financieros derivados (a)	2,026	-
Intereses sobre cuentas por cobrar y otros	4,602	4,073
	<b>9,022</b>	<b>6,398</b>
Intereses sobre préstamos	<b>(67,538)</b>	<b>(63,301)</b>
Diferencia de cambio, neto	<b>(178,455)</b>	<b>(128,281)</b>

- (a) Durante el año 2015 se contrataron 4 forwards, para cubrir una posible variación en el tipo de cambio por las obligaciones por compra de crudo. Dichos forwards fueron liquidados entre julio y octubre de 2015.

## **27. Situación Tributaria**

La Gerencia ha determinado la materia imponible bajo el Régimen General del Impuesto a las ganancias, efectuando los agregados y deducciones en las partidas que se consideran gravables y no gravables, respectivamente de acuerdo con la legislación tributaria vigente. La Tasa del Impuesto a las ganancias ha sido fijada en 28% para el año 2015.

De acuerdo con la legislación tributaria vigente, el impuesto a las ganancias de personas jurídicas en Perú se calcula para los años 2015 y 2014 con una tasa del 28% y 30% sobre su ganancia neta, respectivamente.

El 15 de diciembre de 2014 se promulgó la Ley N° 30296 - Modificación de las tasas del Impuesto a las ganancias de trabajo y de fuentes extranjeras, que establece la reducción progresiva en los próximos 5 años del impuesto a las ganancias. Esta ley establece las siguientes tasas: 28% para el 2015 y 2016, 27% para el 2017 y 2018 y el 26% para el 2019 en adelante. La reducción señalada se compensará con el incremento de las tasas aplicables a distribución de utilidades, la cual al 31 de diciembre de 2014 es de 4.1%, que será incrementada a 6.8% para el 2015 y 2016, 8% para el 2017 y 2018 y 9.3% para el 2019 en adelante, salvo que la distribución se realice a favor de otras personas jurídicas domiciliadas en Perú.

Producto de lo señalado previamente, la Compañía ha reestimado el impuesto a las ganancias diferido considerando el período de reversión de sus diferencias temporales, de acuerdo con las nuevas tasas de impuesto a las ganancias descritas previamente. Lo señalado ha generado una disminución del pasivo diferido neto del impuesto a las ganancias en miles de S/ 6,913 y miles de S/ 32,876, montos que fueron acreditados a los resultados del año 2015 y 2014, respectivamente. Los ejercicios fiscales de los años 2011, 2012 y 2013, inclusive, se encuentran pendientes de fiscalización por la autoridad tributaria. El ejercicio 2010 se encuentra en proceso de fiscalización.

Como resultado del proceso de fiscalización del ejercicio fiscal 2009 del impuesto general a las ventas (IGV) y del impuesto a las ganancias, PETROPERÚ S.A. en el mes de julio de 2014 efectuó el pago de S/ 1.1 millones (el departamento legal iniciará el proceso de reclamación de las resoluciones de determinación) y S/ 11 millones en el mes de diciembre de 2014, respectivamente. Mediante R.I N° 0150140011733, notificada el 15 de febrero 2015, SUNAT declara fundada la reclamación interpuesta por PETROPERÚ, respecto al Impuesto General a la Ventas del periodo 2009. Asimismo, con fecha 20 de noviembre de 2015, la SUNAT emitió las R.I. N° 012-180-0009139/SUNAT y R.I. N° 012-180-0009140/SUNAT, las cuales resuelven devolver miles de S/ 982 y miles de S/ 213. Al 31 de diciembre de 2015 la Compañía se encuentra en proceso de fiscalización del Impuesto a la Renta y Retenciones del Imp. A la Renta No Domiciliados del periodo 2010.

El ejercicio fiscal 2007 se encuentra en proceso de apelación ante SUNAT por un importe estimado de S/ 52.4 millones, correspondiente al impuesto general a las ventas, impuesto selectivo al consumo e impuesto a las ganancias.

El ejercicio fiscal 2008 se encuentra en proceso de apelación por el impuesto a las ganancias estimado de S/ 8.6 millones (el impuesto selectivo al consumo no ha sido fiscalizado). Cualquier impuesto adicional, multas e intereses, si se produjeran, serán reconocidos en los resultados del año en el que la diferencia de criterio con la SUNAT finalmente se resuelva.

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

Mediante R.I N° 012-180-007173/SUNAT, recibida el 2 de setiembre 2014, SUNAT autorizó la devolución del saldo no aplicado del Impuesto Temporal a los Activos Netos (ITAN), correspondiente al año 2013, la suma total de S/ 14,953,648, ( S/ 14,921,312 por el ITAN no aplicado y S/ 32,336 por los intereses).

Mediante R.S. 169-2015/SUNAT se establece que los sujetos designados Principales contribuyentes incorporados al directorio de la Intendencia Nacional de Principales Contribuyentes Nacionales, tal es el caso de PETROPERÚ, tienen la obligación de llevar de forma electrónica, a partir de enero 2016, los siguientes libros y/o registros siguientes: Libro de inventario y balances, Registro de activos fijos, Registro de consignaciones, Registro de costos, Registro de inventario permanente en unidades física, siempre que se encuentren obligados a llevarlos de acuerdo a las normas de la Ley del Impuesto a la Renta y sus ingresos brutos, en el ejercicio anterior, sean iguales o mayores a 3,000 UIT. Para tal efecto, la UIT es la vigente en el ejercicio anterior.

Mediante Resolución de Superintendencia N° 211-2015/SUNAT, establecen la incorporación obligatoria de la factura negociable en la factura y el recibo por honorarios físicos, vigente a partir del 1 de setiembre de 2014. En ese sentido, PETROPERÚ deberá tener en cuenta lo dispuesto en la mencionada norma, tanto en la emisión como en la recepción de las facturas y recibos por honorarios que hayan sido impresos hasta el 31 de agosto de 2015, las cuales deben ser dados de baja dentro los siguientes plazos máximos:

- Hasta el 31 de octubre de 2015, si se trata de facturas y recibos por honorarios impresos hasta el 31 de diciembre de 2014.
- Hasta el 31 de diciembre de 2015, si se trata de facturas y recibos por honorarios impresos desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de agosto de 2015.

Si dichos comprobantes de pago no son dados de baja en los plazos antes indicados, pierden su calidad de tales a partir del día siguiente del vencimiento de dichos plazos.

Mediante el Decreto Supremo N° 266-2015-EF de fecha 23 de setiembre de 2015 se incorpora el artículo 3-A en el Decreto Supremo N° 005-99-EF que reglamenta la aplicación de beneficios tributarios a la venta del petróleo, gas natural y derivados otorgados por el artículo N° 14 de la Ley N° 27037, Ley de Promoción a la Inversión en la Amazonía. Con la incorporación del artículo 3-A al Decreto Supremo N° 005-99-EF, se elimina, para las empresas petroleras que no pueden discriminar el destino de sus adquisiciones a operaciones gravadas y no gravadas (como PETROPERÚ S.A.) la obligación de incorporar en la fórmula de la prorrata el importe de las ventas no gravadas, con lo cual el efecto que genera es la recuperación del 100% crédito fiscal.

Mediante la R.S. N° 274-2015/SUNAT, publicada el jueves 1 de octubre de 2015, la SUNAT ha considerado necesario y conveniente regular la emisión electrónica de los comprobantes de retención y de los comprobantes de percepción. En ese sentido, ha designado como emisores electrónicos de los comprobantes de retención o de percepción, aquellos sujetos que a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución tengan la condición de agentes de retención o agente de percepción, tal es el caso de PETROPERÚ. La mencionada resolución entrará en vigencia a partir del 1 de diciembre de 2015.

El 18 de diciembre de 2015, culminó el proceso de Fiscalización de IGV del año 2010, con el cierre de los requerimientos N° 0122150002242 y N° 01222150001312 por SUNAT. Como resultado del proceso PETROPERÚ S.A. pagó el día 16 de diciembre de 2015 el importe de S/ 68 mil, el cual se encuentra registrado en la cuenta de sanciones administrativas.

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

Al 31 de diciembre de 2015, PETROPERÚ S.A. se encuentra en proceso de fiscalización de la recaudación FISE del periodo de enero a julio de 2014, a cargo de OSINERGMIN.

La distribución total o parcial de dividendos u otras formas de distribución de utilidades se encuentran gravadas con el impuesto a las ganancias con una tasa del 6.8%. No está comprendida la distribución de utilidades que se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

Al 31 de diciembre el gasto por impuesto a las ganancias se descompone como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Corriente	147,048	-
Diferido	58,416	(107,128)
	<b>205,464</b>	<b>(107,128)</b>

La reconciliación de la tasa efectiva del gasto por impuesto a las ganancias con la tasa tributaria, se resume como sigue:

	<b>2015</b>		<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>	
	<i>En miles de S/</i>		<i>En miles de S/</i>	
Ganancia (pérdida) antes de impuesto a las ganancias	<b>708,131</b>	<b>100.00</b>	<b>(325,521)</b>	<b>100.00</b>
Impuesto a las ganancias teórica	198,277	28.00	-	-
Gastos no deducibles	(11,705)	(1.65)	-	-
Beneficio pérdida arrastrable	(39,524)	(5.58)	39,524	(12.14)
Otros	58,416	8.24	67,604	(20.77)
<b>Impuesto a las ganancias corriente y diferido</b>	<b>205,464</b>	<b>29,01</b>	<b>107,128</b>	<b>(32.91)</b>

**28. Contingencias**

Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía mantiene pendientes de resolución las siguientes demandas laborales, civiles, tributarias y aduaneras de naturaleza contingente:

<i>En miles de soles</i>	<b>2015</b>	<b>2014</b> <b>(Reexpresado)</b>
Procesos laborales	71,099	60,541
Procesos civiles	71,863	70,583
Procesos tributarios (a)	119,289	119,223
Procesos aduaneros	1	1,181
	<b>262,252</b>	<b>251,528</b>

- (a) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Gerencia ha considerado revelar el importe correspondiente sólo a los procesos administrativos pendientes de resolución, con la finalidad de reflejar el hecho contingente. Al 31 de diciembre de 2015 este concepto incluye principalmente los procesos administrativos seguidos contra el Tribunal Fiscal y la SUNAT por S/ 119 millones que se relacionan con la fiscalización del Impuesto a las ganancias de los años comprendidos entre 2005 y 2008. En opinión de la Gerencia y sus asesores legales estiman no surgirán pasivos de importancia para la Compañía.

## **Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

- (b) Con fecha 30 de junio de 2014, la Compañía tomó conocimiento de la presencia de trazas de petróleo en el canal de contención, ubicado a la altura de la progresiva KM 41+833 del Tramo I del Oleoducto Nor Peruano. Con fecha 6 de agosto de 2014, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) puso en conocimiento de la Compañía el inicio del procedimiento administrativo sancionador por haber incurrido presuntamente en tres conductas infractoras: i) no habría realizado las acciones de mantenimiento correspondientes, ii) no habría detectado ni contratado a tiempo el derrame, y iii) sería responsable del daño ocasionado a la flora, fauna y salud humana; lo que haría a la Compañía pasible de una sanción entre 100 y 15,000 UIT.

Mediante R.D. N° 844-2015-OEFA/EFSAI del 28 de setiembre de 2015, el OEFA se ha pronunciado sobre la responsabilidad administrativa de PETROPERÚ, mediante la cual resolvió que el procedimiento administrativo sancionados iniciado como consecuencia del derrame de petróleo ocurrido en el Tramo I del Oleoducto Nor Peruano el 30 de junio de 2014 (Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS): i) no se ha generado un daño real a la vida o salud de la población como consecuencia del derrame; y, ii) en aplicación, de la Ley N° 30230, no se ha impuesto multa alguna en contra de PETROPERÚ.

En todo caso, en el marco del Plan Post remediación comprometido por la Compañía, entre el 9 y 12 de noviembre de 2015, se procedió al monitoreo de agua, suelo, sedimentos y recursos hidrobiológicos del área de influencia del derrame, con resultados satisfactorios respecto de la remediación ambiental correspondiente que se llevó a cabo. Asimismo, el OEFA llevó a cabo una inspección en diciembre del 2015 para comprobar el avance de los compromisos asumidos por PETROPERÚ S.A. en el “Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del KM 41+833 del Oleoducto Nor Peruano”. Así, existen evidencias en el sentido que la contingencia ambiental del KM 41+833 del Tramo I del Oleoducto Nor Peruano ha sido satisfactoriamente superada como resultado de la oportuna aplicación del Plan de Contingencia de la Compañía.

En opinión de la Gerencia y sus asesores legales estiman no surgirán pasivos de importancia para la Compañía.

- (c) Mediante Oficio N° 25-2014/PROINVERSIÓN/DE del 20 de enero del 2015 PROINVERSIÓN solicitó a la Compañía la cesión de 9.05 hectáreas de terreno del Terminal Callao, a efectos de ser destinada al proyecto “Zona de Actividades Logísticas y Antepuerto del Puerto del Callao (ZALAC)”. Mediante Acuerdo de Directorio N° 012-2015-PP del 16 de febrero de 2015 se resolvió denegar el requerimiento del terreno propiedad de la Compañía, debido a las implicancias negativas por complicaciones técnicas, perjuicios económicos que la transferencia del terreno solicitado generarían a PETROPERÚ. Con fecha 21 de mayo de 2015 se publicó la Ley N° 30327 “Ley de Promoción de Inversiones para el Crecimiento Económico y el Desarrollo Sostenible”, mediante la cual se declaró de necesidad pública la ejecución del proyecto ZALAC, autorizando la expropiación de los bienes inmuebles que resulte necesarios para tales fines.

Mediante Resolución N° 752-2015/SBN-DGPE-SDDI de fecha 27 de octubre de 2015, la Superintendencia Nacional de Bienes Estatales, se aprobó la independización de un área de 8 hectáreas del predio ubicado en el Terminal del Callao y la transferencia del dominio a título gratuito a favor del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC).

## Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

### 29. Ganancia (Pérdida) por Acción Básica y Diluida

El cálculo de la ganancia (pérdida) por acción básica al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se presenta a continuación:

	En miles de soles		En soles
	Ganancia (pérdida) (numerador)	Acciones (denominador)	Ganancia (pérdida) por acciones
<b>2015:</b>			
Ganancia por acción básica y diluida	502,667	1,949,969	0.258
<b>2014 (reexpresado):</b>			
Pérdida por acción básica y diluida	(218,393)	1,945,853	(0.112)

Las acciones emitidas por capitalización de utilidades se consideran como que siempre estuvieron emitidas, debido a que no se presentan aporte de capital diferente al de las acciones que dieron origen, ni aportes de nuevos recursos para la Compañía.

### 30. Compromisos

Al 31 diciembre de 2015 la Compañía mantiene cartas fianzas emitidas por instituciones financieras locales a favor de terceros por S/ 100.1 millones y por US\$ 3.9 millones.

### 31. Eventos Subsecuentes

#### A. Ley del Presupuesto del Sector Público para año fiscal 2016 – Ley N° 30372 (Nota 16)

Mediante Ley N° 30372 “Ley del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016”, en el artículo Sexagésimo Cuarto, se indica que a partir del 1 de enero de 2016, fecha de vigencia de la ley, la Oficina de Normalización Previsional (ONP) se encargará de la administración y pago de las pensiones al amparo del Decreto Ley N° 20530 y sus normas complementarias y modificatorias, correspondientes a los pensionistas de PETROPERÚ S.A., así como de las contingencias que se deriven de la administración y pago. Para el pago de las pensiones, la ONP tomará como referencia el monto de las pensiones abonadas al último mes, previo a la entrada en vigencia de la presente ley. Asimismo indica que mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas se emitirán las normas complementarias que resulten necesarias para la mejor aplicación de la disposición.

Con fecha 19 de enero de 2016 se emitió el D.S. N° 003-2016-EF, en su artículo 1, indica que se autorice una transferencia de Partidas del Sector Público para el Año Fiscal 2016, hasta por la suma de S/ 59.5 millones a favor del pliego 095: Oficina de Normalización Previsional, para financiar el pago de las pensiones del Decreto Ley N° 20530 de PETROPERÚ S.A., conforme a lo indicado en la parte considerativa de la presente norma.

#### B. Caso Turbo A1

La Compañía ha sido notificada con fecha 6 de enero de 2016, de la Resolución N° 38 de fecha 23 de diciembre de 2015 correspondiente al proceso seguido contra el Tribunal Fiscal y la SUNAT en el expediente N° 07873-2012, mediante la cual la Sexta Sala Especializada en lo Contencioso Administrativo ha emitido Sentencia de Vista, la cual confirma la sentencia de primera instancia que declaró fundada en parte de la demanda interpuesta por PETROPERÚ.

**C. Proyecto ZALAC (Nota 28)**

Con fecha 13 de enero de 2016 se registró el Asiento B00001 en la Partida Registral N° 70084366, por la cual se anotó la independización de un inmueble de 8 hectáreas a favor del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC) en virtud de la Resolución N° 752-2015/SBN-DGPE-SDDI de fecha 27 de octubre de 2015, consentida según Constancia N° 1776-2015/SBN-DGPE-SG-UTD de fecha 10 de diciembre de 2015.

Mediante Oficio N° 0076-2016-MTC/10.05 de fecha 19 de enero de 2016, el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC) solicitó la entrega de la propiedad expropiada en un plazo perentorio de 10 días hábiles a partir del 21 de enero de 2016, bajo apercibimiento de iniciar el procedimiento de ejecución coactiva para la toma de posesión del inmueble. En respuesta a la comunicación enviada por el MTC, la Compañía envió el Oficio COSE-AA-100-2016 indicando al MTC las consecuencias generadas por la entrega de la propiedad expropiada, siendo necesaria la ejecución de obras para garantizar la continuidad de la operación del Terminal Callao. Asimismo, se propuso un cronograma de reuniones técnicas para evaluar las alternativas de solución.

Mediante Acuerdo N° 017-2016-PP del 8 de febrero de 2016, el Directorio de PETROPERÚ dispuso que la Gerencia Departamento Legal adopte las acciones legales pertinentes a fin de cautelar el patrimonio de la Compañía.

**D. Siniestros en el Oleoducto Nor Peruano**

El 25 de enero de 2016 se detectó un derrame de petróleo crudo a la altura del KM 440 del Oleoducto Nor Peruano, en las cercanías del Centro Poblado Chiriaco. De acuerdo a la evaluación de la Gerencia, la avería fue generada por un súbito desplazamiento de terreno totalmente deforestado, con pendiente pronunciada, húmeda y con tendencia a la saturación de agua de lluvia. El hidrocarburo derramado quedó confinado por barreras de contención en la parte alta de la quebrada del Inayo. Debido a la gran intensidad de las precipitaciones pluviales del día 9 de febrero de 2016, se afectaron levemente los sistemas de contención instalados, provocando que se esparcieran en forma de trazas un volumen aproximado de 10 barriles de crudo.

El 3 de febrero de 2016, se detectó un derrame de petróleo crudo a la altura del KM 206 del Oleoducto Nor Peruano – Ramal Norte, aproximadamente a 13 KM de la Comunidad Nativa Mayuriaga del distrito Morona. De acuerdo a la evaluación de la Gerencia, PETROPERÚ S.A. puso en marcha el Plan de Contingencia para atender este tipo de situaciones, empezando por suspender el bombeo de crudo en el tramo afectado. Se logró identificar una fisura de 55 centímetros en el lomo de la tubería, cuya causa es compatible con un proceso abrasivo por agente externo, no habiéndose registrado evidencias de corrosión interna y externa.

En ambos casos, la Compañía se encuentra realizando las gestiones ante el seguro, solicitando el reembolso de los gastos efectuados, los cuales se encuentran dentro del alcance de la cobertura de la Póliza de Seguro Integral que se mantiene vigente.

**E. Sanción económica por OSINERGMIN**

El 18 de febrero de 2016, se notificó la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos OSINERGMIN N° 475-2016-OS/DSHL, en la cual se resuelve sancionar a PETROPERÚ S.A. con una multa de 3,200 UIT, por presunto incumplimiento del Programa y Cronograma de Adecuación del Oleoducto Nor Peruano al Reglamento

aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM. Al respecto, el 10 de marzo de 2016, la Compañía presentó el recurso de apelación contra todo lo resuelto en la Resolución N° 475-2016-OS/DSHL, dentro del plazo legal.

#### **F. Otros mandatos y procedimientos administrativos sancionadores**

##### ***OSINERGMIN***

En el ejercicio de sus facultades, OSINERGMIN viene realizando actuaciones previas de investigación, indagación o inspección, a efectos de determinar si concurren circunstancias que justifiquen el inicio de un procedimiento sancionador; en ese contexto, viene imponiendo mandatos y efectuando requerimiento de información técnica relacionada al Tramo I, Tramo II del Oleoducto Nor Peruano y Ramal Norte.

Asimismo, se culminó el proceso sancionador OSINERGMIN N° 515-2016-OS/GFHL, notificada el 29 de febrero de 2015, mediante la cual se resuelve sancionar a PETROPERÚ S.A. con una multa ascendente de 1,222.45 UIT, por incumplimientos en la Planta de Abastecimiento Salaverry, tal como se señala en el Anexo 1 del Informe Final del Procedimiento Administrativo Sancionador N° 243-2016-OS-GFHL/UROC.

##### ***OEFA***

Con fecha 29 de febrero de 2016, se notificó la Resolución Directoral N° 255-2016-OEFA/DFSAI, mediante la cual OEFA ordenó como medida cautelar antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador que PETROPERÚ S.A. cumpla con ejecutar de manera inmediata las acciones de limpieza y rehabilitación ambiental en las zonas afectadas por los derrames de petróleo crudo ocurridos en el KM 440+781 del Tramo II del Oleoducto Nor Peruano y el KM 206+031 del Ramal Norte del Oleoducto Nor Peruano.

Asimismo, con fecha 7 de marzo de 2016, se notificó la Resolución Subdirectoral N° 0195-2016-OEFA/DFSAI/SDI, en la cual inicia un procedimiento sumarísimo contra PETROPERÚ S.A. por el supuesto incumplimiento de la medida cautelar ordenada mediante la Resolución Directoral N° 255-2016-OEFA/DFSAI, otorgando un plazo de cinco (5) días hábiles para formular los descargos.

PETROPERÚ S.A. viene elaborando los descargos, los mismos que serán presentados dentro del plazo otorgado en la Resolución Subdirectoral N° 0195-2016-OEFA/DFSAI/SDI.

Con fecha 29 de febrero de 2016, se notificó la Resolución Subdirectoral N° 165-2016-OEFA/DFSAI/SDI, a través del cual OEFA resolvió iniciar procedimiento administrativo sancionador abreviado por presunto incumplimiento con la medida preventiva impuesta mediante Resolución Directoral N° 012-2016-OEFA/DS, debido a que no se habría presentado un cronograma detallando las acciones destinadas a ejecutar el mantenimiento efectivo, inmediato e integral de las secciones del Oleoducto Nor Peruano, otorgándose un plazo de cinco días hábiles para formular los descargos.

Al respecto, con fecha 7 de marzo de 2016, PETROPERÚ S.A. cumplió con presentar los descargos; sin perjuicio de ello, se solicitó que se suspenda el procedimiento administrativo sancionador abreviado, toda vez que los hechos que se imputan se encuentran conectados al proceso iniciado por OSINERGMIN, respecto del supuesto incumplimiento del Programa

**Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.**

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2015 y 2014

y Cronograma de Adecuación del Oleoducto Nor Peruano al Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM. Mediante Proveído N° 01, notificado el 10 de marzo de 2016, OEFA ha solicitado copia del expediente de OSINERGMIN, para que pueda evaluarlo.

OEFA, en el ejercicio de sus funciones, también ha efectuado mandatos y requerimientos de información sobre los hechos sucedidos.

Finalmente, la Capitanía de Puerto de Yurimaguas ha dictado el Auto de Apertura de Investigación Sumaria N° 002-2016 y 003-2016, debido a que las precipitaciones pluviales habrían sobrepasado tanto las barreras artesanales e industriales instaladas en su recorrido, lo cual habría probablemente transportando trazas de hidrocarburos hacia el río Chiriaco.

La Compañía ha sido notificada por OEFA y OSINERGMIN, quienes han iniciado procesos administrativos sancionadores por supuestos incumplimientos a la normativa del sector hidrocarburos, siendo los siguientes:

<b>Proceso Sancionador</b>	<b>Fecha de Inicio</b>	<b>Multa máxima</b>
260-2016-OS-GFHL/AT	25/01/2016	950 UIT
054-2016-OEFA/DFSAI/SDI	26/01/2016	2,180 UIT
405-2016-OS-GFHL/AT	11/02/2016	No especifica
423-2016-OS-GFHL/AT	19/02/2016	No especifica
165-2016-OEFA/DFSAI/SDI	01/03/2016	1,000 UIT
520-2016-OS/DSHL	01/03/2016	2,600 UIT
524-2016-OS/DSHL	03/03/2016	54,750 UIT
196-2016-OEFA/DFSAI/SDI	08/03/2016	69,000 UIT

PETROPERÚ S.A. ha procedido a presentar los descargos correspondientes dentro del plazo otorgado para cada notificación.