



CNPC PERU S.A.

ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013



PROPÓSITO El Portal de data abierta de Datos Perú, fue creado para promover la transparencia, servir de fuente de datos al periodismo de investigación y para facilitar negocios nacionales e internacionales. El portal ofrece información relativa a empresas, marcas registradas, normas y leyes peruanas así como datos de comercio exterior en detalle. Lanzado en 2011, este portal es una iniciativa de los que éramos un grupo de estudiantes peruanos en el extranjero. Este portal fue multado de manera notoria en el 2014 por la Autoridad Nacional de Protección de Datos Personales en un asombroso despliegue de pobre interpretación de la legislación en esa materia. Esta mala interpretación así como un afán de figuración y un notorio abuso de poder tuvieron como consecuencia el cierre temporal de este portal. Al momento de escribir estas líneas, Datos Perú no tiene otros ingresos que los que sus promotores aportan y estamos a la espera que se pueda reactivar nuestro canal de ingresos publicitarios. La creación de este site ha demandado miles de horas de trabajo desinteresado por parte de sus fundadores e impulsores. Este grupo declara aquí su compromiso a: Aumentar la disponibilidad de información sobre las actividades gubernamentales Apoyar la participación ciudadana Fomentar un gobierno y un sector privado responsables Fomentar los negocios y la prosperidad Apoyar la lucha contra la corrupción Aumentar el acceso a las nuevas tecnologías para la apertura y la rendición de cuentas Combatir los intentos de cualquier gobierno a limitar el acceso a la información pública Combatir los intentos de cualquier gobierno a vigilarnos

Más información: Datos Perú

CNPC PERU S.A.

ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013

CONTENIDO	Página
Dictamen de los auditores independientes	1 - 2
Estado de situación financiera	3
Estado de resultados integrales	4
Estado de cambios en el patrimonio	5
Estado de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros	7 - 41
Información financiera por lotes requerida por Perupetro S.A.	
Anexo 1 - Estado de situación financiera por Lotes	42 - 43
Anexo 2 - Estado de resultados integrales por Lotes	44 - 45

US\$ = Dólar estadounidense
S/. = Nuevo sol



DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y a los miembros del Directorio
CNPC Perú S.A.

31 de marzo de 2015

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de **CNPC Perú S.A.** (una subsidiaria de CNPC E& Holdings Cooperatief U.A.) que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y de 2013 y los estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas adjuntas de la 1 a la 27.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los estados financieros

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

Responsabilidad del Auditor

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

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

Gaveglío Aparicio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada.

Av. Santo Toribio 143, Piso 7, San Isidro, Lima, Perú, T: +51 (1) 211 6500 F: +51 (1) 211 6550

www.pwc.com/pe

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



31 de marzo de 2015
CNPC Perú S.A.

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

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de **CNPC Perú S.A.** al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Joseph A. Parcis y Asociados

Refrendado por

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Juan M. Arrarte', written over a horizontal dashed line.

(socio)

Juan M. Arrarte
Contador Público Colegiado Certificado
Matrícula No.01-020621

CNPC PERU S.A.

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

ACTIVO	Nota	Al 31 de diciembre de		PASIVO Y PATRIMONIO	Nota	Al 31 de diciembre de	
		2014	2013			2014	2013
		US\$000	US\$000			US\$000	US\$000
ACTIVO CORRIENTE				PASIVO CORRIENTE			
Efectivo y equivalente de efectivo	6	67,346	27,805	Cuentas por pagar comerciales	12	69,614	42,176
Cuentas por cobrar comerciales	7	14,274	23,528	Cuentas por pagar a partes relacionadas	8	-	1,659
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	8	-	1	Impuestos y contribuciones		4,898	15,942
Otras cuentas por cobrar	9	24,840	15,067	Remuneraciones y participaciones por pagar	13	3,965	9,227
Existencias	10	10,813	10,167	Provisiones	14	2,043	4,302
Gastos contratados por anticipado		27	202	Anticipo de clientes	14	3,225	7,848
Total del activo corriente		117,300	76,770	Porción corriente de la deuda a largo plazo	15	74	583,498
				Total del pasivo corriente		83,819	664,652
ACTIVO NO CORRIENTE				PASIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo	11	1,348,064	1,369,042	Deuda a largo plazo	15	-	83
Otros activos	2-l)	54,694	10,547	Provisiones	13	9,250	9,837
Intangibles		199	45	Impuesto a la renta diferido	16	80,290	64,112
Total del activo no corriente		1,402,957	1,379,634	Dividendos por pagar	17	-	485,614
				Total del pasivo no corriente		89,540	559,646
				Total pasivo		173,359	1,224,298
				PATRIMONIO	17		
				Capital		1,210,615	145,001
				Reserva legal		29,017	29,000
				Resultados acumulados		107,266	58,105
				Total del patrimonio		1,346,898	232,106
						1,520,257	1,456,404

Las notas que se acompañan de la página 7 a la 41 forman parte de los estados financieros.

CNPC PERU S.A.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

	Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre de	
		2014	2013
		US\$000	US\$000
Ingresos por venta de petróleo y gas	19	429,496	469,614
Costo de venta de petróleo y gas	20	(299,611)	(308,123)
Utilidad bruta		<u>129,885</u>	<u>161,491</u>
Gastos de administración	20	(17,179)	(16,184)
Gastos de exploración	20	(16,747)	(34,275)
Otros ingresos	21	7,810	3,911
Otros gastos	21	(12,724)	(20,102)
		<u>(38,840)</u>	<u>(66,650)</u>
Utilidad de operación		<u>91,045</u>	<u>94,841</u>
Ingresos financieros	22	575	1,880
Gastos financieros	22	(2,986)	(12,925)
		<u>(2,411)</u>	<u>(11,045)</u>
Utilidad antes de impuesto a la renta		88,634	83,796
Impuesto a la renta	18	(29,552)	(27,125)
Utilidad del año		<u>59,082</u>	<u>56,671</u>
Otros resultados integrales		-	-
Total de resultados integrales del año		<u><u>59,082</u></u>	<u><u>56,671</u></u>

Las notas que se acompañan de la página 7 a la 41 forman parte de los estados financieros.

CNPC PERU S.A.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
 POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014
 Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

	<u>Capital</u> US\$000	<u>Reserva legal</u> US\$000	<u>Resultados acumulados</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
Saldos al 1 de enero de 2013	145,001	29,000	487,048	661,049
Resultados integrales del año	-	-	56,671	56,671
Distribución de dividendos	-	-	(485,614)	(485,614)
Saldos al 31 de diciembre de 2013	<u>145,001</u>	<u>29,000</u>	<u>58,105</u>	<u>232,106</u>
Otros	-	17	79	96
Resultados integrales del año	-	-	59,082	59,082
Distribución de dividendos	-	-	(10,000)	(10,000)
Reversión de dividendos por pagar	-	-	485,614	485,614
Capitalización de resultados acumulados	485,614	-	(485,614)	-
Aporte de capital	<u>580,000</u>	-	-	<u>580,000</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2014	<u><u>1,210,615</u></u>	<u><u>29,017</u></u>	<u><u>107,266</u></u>	<u><u>1,346,898</u></u>

Las notas que se acompañan de la página 7 a la 41 forman parte de los estados financieros.

CNPC PERU S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
	2014	2013
	US\$000	US\$000
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACION		
Cobranza a clientes	514,625	571,598
Pagos de proveedores de bienes y servicios	(286,153)	(348,841)
Pagos de remuneraciones y beneficios sociales	(24,038)	(27,026)
Pagos de impuestos	(107,709)	(87,635)
Pagos de intereses	(4,412)	(9,883)
Otros cobros de efectivo relativos a la actividad de operación	1,100	7,379
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>93,413</u>	<u>105,592</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSION		
Compra de propiedad, planta y equipo	(43,872)	(126,935)
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	<u>(43,872)</u>	<u>(126,935)</u>
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		
Obligaciones financieras obtenidas	-	160,000
Pago de dividendos	(10,000)	-
Aporte de capital	580,000	-
Amortización de obligaciones financieras	(580,000)	(160,000)
Efectivo neto aplicado a las actividades de financiamiento	<u>(10,000)</u>	<u>-</u>
Aumento neto (disminución neta) de efectivo y equivalente de efectivo	39,541	(21,343)
Saldo de efectivo y equivalente de efectivo al inicio del año	<u>27,805</u>	<u>49,148</u>
Saldo de efectivo y equivalente de efectivo al final del año	<u><u>67,346</u></u>	<u><u>27,805</u></u>

Las notas que se acompañan de la página 7 a la 41 forman parte de los estados financieros.

CNPC PERU S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2013

1 INFORMACION GENERAL

1.1 Constitución -

CNPC Perú S.A. (en adelante la Compañía), anteriormente Petrobras Energía Perú S.A., es una sociedad anónima constituida en la ciudad de Lima en octubre de 1996 con el nombre de Pérez Companc del Perú S.A. y que inició sus operaciones en diciembre del mismo año.

Con fecha 11 de noviembre de 2013 Petrobras de Valores Internacional de España S.L y Petrobras International Braspetro B.V celebraron un Share Purchase Agreement (SPA) con la empresa China National Petroleum Corporation (CNPC) para la venta del 100% de las acciones de su subsidiaria Petrobras Energía Perú S.A.

Mediante escritura pública de fecha 7 de noviembre de 2014, Petrobras Energía Perú S.A. cambió su denominación social por CNPC Perú S.A.

La Compañía es una subsidiaria de CNPC E& Holdings Cooperatief U.A, una empresa constituida en los Países Bajos y CNODC International Holding Limited, una empresa constituida en las Islas Vírgenes Británicas, quienes poseen en 99.9% y 0.1%, respectivamente, de las acciones representativas del capital social de la Compañía.

1.2 Actividad económica -

Las actividades de la Compañía comprenden la exploración, explotación y venta de hidrocarburos y sus derivados.

La Compañía vende el petróleo que extrae del Lote X a Petróleos del Perú S.A. - PETROPERU y Empresa Eléctrica de Piura S.A. Asimismo, el gas que extrae del lote 57 lo vende a Pluspetrol Perú Corporation S.A. En el año 2014, las ventas de petróleo y gas natural representan el 86% y 14%, respectivamente (96% y 4%, respectivamente en el año 2013).

El domicilio legal de la Compañía se ubica en Avenida Bolognesi s/n, Talara, Piura - Perú.

1.3 Marco Regulatorio -

La actividad económica de la Compañía está regulada por el Decreto Ley No.26221 - Ley Orgánica de Hidrocarburos del 20 de agosto de 1993 y el texto único ordenado de la Ley de Hidrocarburos, Decreto Supremo No.042-2005-EM del 14 de octubre de 2005, que norman los aspectos legales y tributarios de la actividad de Hidrocarburos en el Perú.

1.4 Contratos de Licencia -

La Compañía participa como operador y/o asociado en virtud de contratos de licencia suscritos individualmente, o a través de un consorcio en la exploración, explotación y producción de petróleo y gas de los siguientes lotes:

Lote	Fecha de contrato de licencia	Tipo de contrato	Etapas	Asociados	Porcentaje de participación de la Compañía	Vigencia
X	(*) 17.12.96	Licencia para explotación	Producción	-	100%	30 años
57	19.08.06	Licencia para explotación	Producción	Repsol Exploración del Perú	46.16%	30 años
58	(*) 12.07.05	Licencia para explotación	Exploración	-	100%	30 años

(*) Lotes en los cuales la Compañía se desempeña como operador.

(a) Lote X -

Adquirido en octubre de 1996, a través de un concurso público internacional por la suma de US\$202,000,000. El 17 de diciembre de 1996, al amparo de la Ley 26221 la Compañía firmó con PERUPETRO un contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos, en el Lote X ubicado en los departamentos de Tumbes y Piura. El plazo del contrato es de treinta años para la explotación de petróleo y cuarenta para la explotación de gas natural no asociado y condensado, contado a partir de la fecha de suscripción del mismo. La fecha original de suscripción fue el 20 de mayo de 1994, por lo tanto el plazo de vigencia es establecido desde esa fecha.

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía mantiene una inversión acumulada en el Lote X ascendente a US\$889,550,000 (US\$880,088,000 al 31 de diciembre de 2013).

A continuación se detallan los principales aspectos generales del contrato:

- La Compañía se obliga a pagar al Estado Peruano, a través de PERUPETRO, regalías en efectivo, en las condiciones y oportunidad establecidas en el contrato de licencia de la siguiente manera:

- Para el volumen de los Hidrocarburos Líquidos Fiscalizados, la regalía que la Compañía deberá pagar se determina de acuerdo con la siguiente tabla:

Precio de Canasta (US\$ / BL)	15	20	23.9	25	30	35
	13.0	13.0	13.0	13.5	15.3	17.1

Para valores intermedios de la canasta de crudos no incluidos en la tabla, el porcentaje de regalías se calculará por el método de interpolación lineal en el tramo correspondiente. Para precios mayores a US\$35 se usará el método de extrapolación lineal de los porcentajes de regalía, considerando los precios de US\$30 y US\$35.

- La regalía que el Contratista deberá pagar será de 24.50% de la producción de Gas Natural Fiscalizado. No obstante lo indicado en el párrafo precedente, las Partes podrán acordar, en el futuro, un porcentaje de regalía diferente que refleje las nuevas condiciones de mercado, que sustente dicha modificación.

Al 31 de diciembre de 2014, la alícuota promedio aplicable para el pago de regalías al Estado por la producción de petróleo fue de 39.5 (42.9 para el año 2013) y la del gas fue una alícuota fija de 24.5 para el 2014 y 2013.

- La Compañía debe pagar directa y exclusivamente los tributos aplicables a sus operaciones en Perú, de acuerdo con la legislación correspondiente, con excepción de lo siguiente: i) cualquier pago de derechos, cánones y otras obligaciones de igual naturaleza sobre la producción de petróleo, que son de responsabilidad exclusiva de PERUPETRO y ii) los tributos que graven la exportación de hidrocarburos que provengan de las áreas de los Contratos que opere la Compañía.
- De acuerdo con las Leyes 26221, 27377 y 27343, el Decreto Supremo 32-95-EF y a sus normas modificatorias, se ha garantizado a la Compañía que durante la vigencia del contrato, no le será aplicable ningún nuevo impuesto que grave específicamente la actividad petrolera.

La estabilidad tributaria con relación al Impuesto General a las Ventas, Impuesto Selectivo al Consumo, y a cualquier otro Impuesto al Consumo, garantiza al contratista la naturaleza trasladable de dichos impuestos.

- A la terminación del contrato, la Compañía entregará en propiedad a PERUPETRO sin cargo ni costo alguno para ésta, en buen estado de funcionamiento y en uso, todos los campamentos, inmuebles, instalaciones de energía, medios de comunicación, ductos y demás bienes de producción que permitan la continuación de las operaciones.

Todo el equipo movable o portátil, materiales y suministros adquiridos o utilizados por la Compañía, incluyendo equipos de perforación, de servicio y de reparación de pozos, seguirán siendo de propiedad de la Compañía y podrán ser retirados.

- De acuerdo con el contrato, el Banco Central de Reserva del Perú, en representación del Estado Peruano, garantiza que la Compañía gozará durante la vigencia del mismo, del régimen cambiario vigente en la fecha de suscripción del contrato, en consecuencia, la Compañía tiene el derecho a la disponibilidad, libre tenencia, uso y disposición interna y externa de moneda extranjera, así como la libre convertibilidad de su moneda nacional a moneda extranjera en el mercado libre, incluyendo el derecho a disponer libremente, distribuir, remesar retener en el exterior, sin restricción alguna, sus utilidades netas anuales determinadas con arreglo a ley.

(b) Lote 57 -

Con fecha 19 de mayo de 2004, la Compañía y Repsol Exploración Perú, sucursal del Perú firmaron el Acuerdo de Participación, mediante el cual, la Compañía participó en un 35.15% en la exploración del Lote 57, que se encuentra ubicado en la Cuenca de Ucayali y es explorado mediante el Contrato de Asociación en Participación firmado entre Repsol Exploración Perú, sucursal del Perú y Burlington Resources Perú Limited, sucursal peruana.

Posteriormente, el 19 de agosto de 2006 al amparo de la Ley 26221, se autorizó a PERUPETRO a suscribir un contrato de modificación del contrato de licencia con las empresas Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú, Burlington Resources Perú Limited y la Compañía, en el cual los porcentajes de participación fueron de: Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú 41%, Burlington Resources Perú Limited 23.85% y Petrobras Energía Perú S.A. 35.15%, siendo aprobado este acuerdo por Decreto Supremo No.048-2006-EM. El plazo del contrato es de siete años para la exploración de petróleo, hasta treinta años para la explotación de petróleo y cuarenta años para la explotación de gas natural no asociado y condensado, contados a partir de la fecha de suscripción del mismo.

Posteriormente, el 1 de noviembre de 2007 Burlington Resources Perú Limited llegó a un acuerdo en el cual cedió el 12.84% y 11.01% de su participación en el contrato a las empresas Repsol Exploración Perú y Petrobras Energía Perú S.A., respectivamente, lo que fue autorizado por PERUPETRO S.A. y el Ministerio de Energía y Minas mediante Decreto Supremo No.055-2007-EM aumentando la participación de la Compañía a 46.16%. Por dicha cesión de participación se acordó como precio de compra US\$5,000,000 (US\$2,308,000 corresponde a la Compañía) más los desembolsos incurridos por Burlington Resources Perú Limited hasta la fecha de entrega formal de la participación la cual fue el 18 de febrero de 2008. Al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, la Compañía mantiene registrado por precio de compra US\$10,546,000 (nota 11).

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía se encuentra en la etapa de producción bajo el Contrato de Licencia al haber vencido la fase de exploración del Lote 57 en agosto del 2013; la operación comercial, producción y ventas se inició el 27 de marzo de 2014.

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía mantiene una inversión acumulada en el Lote 57 ascendente a US\$370,118,000 (US\$335,306,000 al 31 de diciembre de 2013).

Durante el año 2014 los desembolsos efectuados por la Compañía relacionados con actividades de exploración y evaluación en dicho lote ascendió aproximadamente a US\$561,000 (US\$2,842,268 al 31 de diciembre de 2013) que se encuentran registrados en el rubro gastos de exploración del Estado de resultados integrales.

En el año 2014 se efectuaron inversiones en el pozo de desarrollo "Sagari", construcción de planta de compresión, campamento Nuevo Mundo, y otras facilidades por US\$34,810,000, que se mantienen activados en el rubro Obras en curso al 31 de diciembre de 2014 (US\$63,259,214 de inversión en el año 2013).

(c) Lote 58 -

El 12 de julio de 2005, al amparo de la Ley 26221, la Compañía firmó con PERUPETRO un contrato de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote 58 ubicado en la provincia de La Convención del departamento de Cusco, el cual tiene una extensión de 340,134 hectáreas. Dicho contrato fue aprobado por Decreto Supremo No.017-2005-EM. El plazo del contrato es de siete años para la exploración de petróleo, hasta treinta años para la explotación de petróleo y cuarenta años para la explotación de gas natural no asociado y condensado, contados a partir de la fecha de suscripción del mismo.

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía se encuentra en el sexto período de la fase de exploración; en este período se debe de perforar un pozo exploratorio de 2,500 metros (ó 100 metros en la formación Copacabana) ó 320 UTE (Unidades Técnicas Exploratorias).

Durante el año 2014, los desembolsos efectuados por la Compañía relacionados con actividades de exploración y evaluación en dicho lote ascienden a US\$16,071,000 (US\$31,175,000 en el año 2013) que se encuentran registrados en el rubro gastos de exploración del estado de resultados integrales.

En el año 2014 no se efectuaron nuevas inversiones, se efectuaron regularizaciones en el pozo "Taini" por US\$451,000 que se mantienen activados en el rubro de obras en curso (US\$55,193,000 al 31 de diciembre de 2013).

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía mantiene una inversión acumulada en el Lote 58 ascendente a US\$421,290,000 (US\$421,740,000 al 31 de diciembre de 2013).

(d) Lote 103 -

Con fecha 9 de agosto de 2004, PERUPETRO y Occidental Petrolera del Perú Inc., Sucursal del Perú, firmaron el contrato de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos en el lote 103, ubicado entre las provincias del Alto Amazonas del departamento de Loreto y Moyabamba, Lamas, San Martín y Picota del departamento de San Martín, el cual tiene una extensión de 870,896 hectáreas. Posteriormente, el 28 de julio de 2006, al amparo de la Ley 26221, se autoriza a PERUPETRO a suscribir un contrato de licencia de modificación del contrato de licencia con las empresas Occidental Petrolera del Perú S.A. (hoy Talisman Perú BV - Sucursal del Perú S.A.), Repsol Exploración del Perú S.A., y Petrobras Energía Perú S.A. respecto al lote 103 en el cual los porcentajes de participación derivados de dicha modificación fueron de: Occidental Petrolera del Perú S.A. 40%, Petrobrás Energía Perú S.A. 30% y Repsol Exploración del Perú S.A. 30%; dicho acuerdo fue aprobado por Decreto Supremo No.042-2006-EM. El plazo del contrato es de siete años para la exploración de petróleo, de hasta treinta años para la explotación de petróleo y cuarenta años para la explotación de gas natural no asociado y condensados, contados a partir de la fecha de suscripción del mismo.

En el año 2014, los desembolsos de la Compañía en dicho lote ascienden a US\$115,000 (US\$174,000 al 31 de diciembre de 2013) que se encuentran registrados en el rubro gastos de exploración del estado de resultados integrales.

La Compañía mediante carta PEP - DP - 005-2014 del 21 de enero de 2014, comunica a Perupetro que había llegado a un acuerdo con Repsol Exploración Perú, Sucursal de Perú para cederle el 100% de su participación en el contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de hidrocarburos en el lote 103, posteriormente mediante Decreto Supremo No.030-2014-EM del 10 de setiembre de 2014 se aprueba la Cesión de Posición Contractual en el contrato de Licencia mencionado, dando por finalizado el contrato de licencia.

1.5 Aprobación de los estados financieros -

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 han sido emitidos con la autorización de la Gerencia y serán presentados al Directorio para su aprobación y luego puestos a consideración de la Junta Obligatoria Anual de Accionistas que se realizará dentro del plazo de ley, para su aprobación definitiva. En opinión de la Gerencia, los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 adjuntos, serán aprobados sin modificaciones.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 fueron aprobados por la Junta Anual de Accionistas de fecha 27 de marzo de 2014.

2 RESUMEN DE PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

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

a) Bases de preparación -

Los presentes estados financieros son preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante "NIIF"), emitidas por el International Accounting Standard Board (en adelante "IASB"), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales, aplicadas de manera uniforme a los ejercicios que se presentan.

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo histórico.

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

b) Cambios en políticas contables y revelaciones -

Nuevas normas y modificaciones a normas e interpretaciones adoptadas por la Compañía -

Durante el 2014 entraron en vigencia ciertas NIIF y CINIIF que, sin embargo no son aplicables a la Compañía o no han tenido un impacto significativo en los estados financieros de CNPC Perú S.A.

Nuevas normas y modificaciones e interpretaciones vigentes para los estados financieros de períodos anuales que se inicien el o después del 1 de enero de 2015 y que no han sido adoptadas anticipadamente -

- NIIF 9, "Instrumentos financieros"

La NIIF 9 trata sobre la clasificación, medición y reconocimiento de los activos y pasivos financieros. La versión completa de la NIIF 9 se emitió en julio de 2014 y retiene, pero simplifica, el modelo mixto de medición de los instrumentos financieros de la NIC 39 y establece tres categorías para la medición de los activos financieros: costo amortizado, valor razonable a través de otros resultados integrales y valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

Las bases para la clasificación dependerán del modelo de negocios de la entidad y las características contractuales del flujo de caja de los activos financieros. Las guías de la NIC 39 respecto del deterioro de los activos financieros y contratos de cobertura continúan siendo aplicables. Para pasivos financieros no hubo cambios en cuanto a la clasificación y medición, excepto para el reconocimiento de los cambios en el riesgo de crédito propio en Otros resultados integrales, para el caso de pasivos a valor razonable a través de ganancias y pérdidas. La NIIF 9 simplifica los requerimientos para determinar la efectividad de la cobertura. La NIIF 9 requiere una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura y que el ratio de cobertura sea el mismo que la entidad usa para su gestión de riesgos. La documentación actualizada sigue siendo necesaria pero es distinta de la se venía requiriendo bajo la NIC 39. La norma entrará en vigencia para períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2018. Se permite su adopción anticipada.

- **NIIF 15, "Ingresos provenientes de contratos con clientes" -**

Establece los principios para el reconocimiento de ingresos y para revelar información útil a los usuarios de los estados financieros con relación a la naturaleza, monto, oportunidad e incertidumbres asociados con los ingresos y de los flujos de efectivo que provienen de los contratos con clientes. Los ingresos se reconocen cuando un cliente obtiene control de un bien o servicio y por lo tanto tiene la habilidad de dirigir el uso y obtener los beneficios provenientes de tales bienes y servicios. Esta norma reemplaza a la NIC 18 "Ingresos" y a la NIC 11 "Contratos de construcción" y sus interpretaciones. La NIIF 15 entrará en vigencia para períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2017 y su aplicación anticipada es permitida.

La Compañía está en proceso de evaluar el impacto de estas normas en la preparación de sus estados financieros. No se espera que otras NIIF o interpretaciones CINIIF que aún no están vigentes puedan tener un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

c) Traducción de moneda extranjera -

Moneda funcional y moneda de presentación -

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Compañía se expresan en la moneda del ambiente económico primario donde opera la entidad (moneda funcional). Los estados financieros se presentan en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional y la moneda de presentación de la Compañía.

Transacciones y saldos -

Las transacciones en moneda extranjera se traducen a la moneda funcional usando los tipos de cambio de la fecha en que se realizan. Las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten del pago de tales transacciones y de la traducción de activos y pasivos monetarios en moneda extranjera al tipo de cambio de cierre del año, se reconocen en el estado de resultados integrales.

d) Participación en acuerdos conjuntos -

Un acuerdo conjunto es un acuerdo contractual por el cual dos o más partes emprenden una actividad económica que está sujeta a control conjunto. Existe control conjunto únicamente cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes.

La NIIF 11 "Acuerdos bajo control conjunto" requiere que un socio clasifique su participación en un acuerdo bajo control conjunto ya sea como un negocio bajo control conjunto (joint venture) o como una operación bajo control conjunto (joint operation). Los negocios bajo control conjunto se reconocerán por el método de participación patrimonial mientras que en la operación conjunta el socio tiene derechos a los activos y obligaciones por los pasivos relacionados al acuerdo.

Luego de efectuar un análisis, la Compañía concluyó que su participación en el contrato del Lote 57 funciona como una operación conjunta ya que cada uno de los socios tiene un interés indiviso en el mismo, es decir, está obligado a costear proporcionalmente las inversiones en activos operativos y costos de mantenimiento y está obligado, entre otras cuestiones, a afrontar los pasivos resultantes del mismo. La Compañía reconoce en sus estados financieros la parte correspondiente a los activos y pasivos mantenidos conjuntamente, así como la parte correspondiente a todo ingreso o gasto surgido de la operación conjunta. Los activos, pasivos, ingresos y gastos del acuerdo conjunto se detallan en la Nota 23.

e) Activos financieros -

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: activos financieros a valor razonable a través de ganancias y pérdidas, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar, y activos financieros disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito para el cual se adquirieron los activos financieros. La Gerencia determina la clasificación de sus inversiones a la fecha de su reconocimiento inicial y reevalúa esta clasificación a la fecha de cada cierre. Al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, la Compañía sólo cuenta con activos financieros clasificados como Préstamos y cuentas por cobrar.

Préstamos y cuentas por cobrar -

Los préstamos y las 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 comprenden efectivo y equivalente de efectivo, cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar en el estado de situación financiera.

Reconocimiento y medición -

Los préstamos y las cuentas por cobrar se registran inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden a su costo amortizado por el método de interés efectivo menos la estimación por deterioro.

Compensación de instrumentos financieros -

Los activos y pasivos financieros se compensan y el monto neto es reportado 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) Pasivos financieros -

De acuerdo con lo que prescribe la NIC 39, los pasivos financieros se clasifican, según corresponda, 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 las obligaciones financieras, las cuentas por pagar comerciales, las cuentas por pagar a empresas relacionadas y las otras cuentas por pagar.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente, cuando el efecto del costo del dinero es importante, se valorizan a su costo amortizado por el método de tasa de interés efectiva, de lo contrario se muestran a su valor nominal. El costo amortizado incorpora los costos directamente atribuibles a la transacción.

g) Deterioro de activos financieros -

La Compañía evalúa al final de cada período si hay evidencia objetiva de deterioro de un activo financiero y la pérdida por deterioro se reconoce solo si hay evidencia objetiva de deterioro como resultado de uno o más eventos que tengan impacto sobre los flujos de efectivo estimados del activo financiero y puedan ser estimados confiablemente.

El criterio que utiliza la Compañía para determinar que existe evidencia objetiva para la provisión por deterioro incluye:

- Dificultad financiera significativa del deudor.
- Incumplimiento del contrato, como el incumplimiento de pagos o demora en el pago de intereses o del principal.
- Es probable que el deudor sea declarado en quiebra o reorganización financiera, o
- Información disponible que indica una disminución medible en la estimación de los flujos de efectivo futuros incluyendo cambios desfavorables en el estado de pagos de los clientes y cambios en las condiciones económicas locales que se relacionan con los incumplimientos en los pagos.

h) Efectivo y equivalente de efectivo -

El efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo disponible y los depósitos a la vista con vencimiento de tres meses o menos.

i) Cuentas por cobrar comerciales -

Las cuentas por cobrar comerciales son los montos adeudados por los clientes por la venta de petróleo y gas en el curso normal de los negocios. Si se esperan cobrar en un año o menos (o durante el ciclo operativo normal del negocio si fuera mayor) se clasifica como activos corrientes.

De lo contrario, se presentan como activos no corrientes. Las cuentas por cobrar se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo, menos la estimación por deterioro.

j) Existencias -

Las existencias de petróleo se valorizan al costo de producción o a su valor neto de realización (VNR), el que resulte menor. El costo de los productos terminados comprende el costo de la extracción del crudo y gas, mano de obra directa, los costos directos y gastos generales, excluye los gastos de financiamiento y las diferencias en cambio. El VNR representa el valor en que se estima realizar el petróleo y gas en el futuro, el cual es calculado sobre la base de precios internacionales a los que se deduce los descuentos (si aplica) y los costos de transporte. La fluctuación del VNR se reconoce en resultados como parte del costo de ventas.

Los materiales y repuestos son valuados al costo o a su valor de reposición, el que resulte menor sobre la base del método promedio. Las existencias por recibir se registran al costo por el método de identificación específica.

La Compañía constituye una provisión para desvalorización de materiales con cargo a los resultados del ejercicio en los casos en que el valor de libros excede su valor recuperable; sobre la base de un análisis técnico efectuado por la Gerencia.

k) Propiedad, planta y equipo -

Costo -

Las partidas de propiedad, planta y equipo se registran al costo menos su depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro de valor, si las hubiere.

Los costos posteriores se incluyen en el valor en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, sólo cuando es probable que generen beneficios económicos futuros para la Compañía y el costo de estos activos se pueda medir razonablemente. Los desembolsos de mantenimiento y reparación se cargan al estado de resultados en el período en el que estos gastos se incurren.

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.

Las ganancias y pérdidas por la venta de activos corresponden a la diferencia entre el valor de venta y sus valores en libros y se reconocen en el rubro "Otros ingresos (gastos)" del estado de resultados integrales.

Actividades de exploración de hidrocarburos -

Los desembolsos por operaciones de exploración y evaluación de recursos petroleros son capitalizados cuando se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer los recursos de las áreas de exploración. Si se estima que las actividades de exploración y evaluación de recursos no serán exitosas, tales activos se imputan a resultados reconociendo una pérdida por deterioro en el estado de resultados integrales.

En el caso que se identifiquen reservas viables, los activos de exploración y evaluación se reclasifican desde dicha categoría a la categoría de activos como costos de desarrollo, luego de evaluar su recuperabilidad. No se reconoce depreciación alguna durante la fase de exploración y evaluación.

Los desembolsos relacionados a operaciones de sísmica, geología, geofísica, asistencia técnica y estudio del impacto ambiental son reconocidos como gastos del periodo en que fueron realizados; asimismo, los desembolsos por pozos de exploración secos y por pozos vinculados a las reservas no comerciales se registran en el resultado del ejercicio cuando son identificados como tal.

Actividades de desarrollo de hidrocarburos -

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

Depreciación -

La depreciación de los activos de propiedad, planta y equipo relacionados directamente con el proceso de producción de petróleo y gas se calcula utilizando el método de unidades de producción para el cual se utiliza un coeficiente determinado de la división de la producción de petróleo por el nivel de reservas probadas y desarrolladas de petróleo.

La depreciación se carga al costo de producción. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014, el coeficiente de depreciación promedio anual calculado sobre la base del método de unidades de producción fue de e 10.9% (15.3% por el año 2013).

Los terrenos no se deprecian. La depreciación de los activos de propiedad, planta y equipo que no están relacionados directamente con la producción de petróleo y gas se calcula por el método de línea recta sobre la base de las siguientes vidas útiles estimadas:

	<u>Años</u>
Edificios y otras construcciones	25
Unidades de transporte	5
Equipos de cómputo	4
Muebles y enseres y otros equipos	10

Vida útil -

La Gerencia ha estimado las vidas útiles de los activos de propiedad, planta y equipo en base al tiempo en que espera utilizar dichos activos, el deterioro natural esperado, la obsolescencia técnica o comercial derivada de los cambios y/o mejoras en la operación, y considerando adicionalmente un límite de tiempo, desde la fecha de adquisición de los activos hasta la fecha de vencimiento del contrato de concesión.

La vida útil y el método de depreciación son revisados en forma anual por la Gerencia sobre la base de los beneficios económicos previstos para los componentes de propiedad, planta y equipo.

Arrendamiento -

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

Los arrendamientos de bienes del activo fijo en los que la Compañía asume sustancialmente todos los riesgos y beneficios de su propiedad se clasifican como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al menor valor que resulte de comparar el valor razonable del activo arrendado y el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. Cada cuota de arrendamiento se distribuye entre el pasivo y el cargo financiero. La obligación por cuotas de arrendamiento correspondientes, neto de cargos financieros, se incluye en obligaciones financieras. El elemento de interés del costo financiero se carga a resultados en el período del arrendamiento de manera que se obtenga una tasa de interés periódica constante sobre el saldo del pasivo para cada período. Los inmuebles, maquinaria y equipo adquiridos a través de arrendamientos financieros se deprecian en el menor período que resulte de comparar la vida útil del activo y el período de arrendamiento, a menos que sea altamente probable que el bien pase a propiedad de la Compañía, en cuyo caso se deprecian en el estimado de su vida útil.

l) Otros activos -

El precio de compra pagado a Burlington Resources Perú Limited por la cesión de participación en el Lote 57 (11.01%) ascendente a US\$10,546,000 y el pago de US\$44,147,000 hecho a Repsol Exploración Sucursal del Perú por el derecho de participar en proyectos exploratorios, se reconocen al costo como una inversión petrolera y se amortizarán a partir del inicio de la extracción comercial de gas y líquidos de gas utilizando el método de unidades producidas, con base en la vida útil estimada del reservorio calculada según el volumen de reservas probadas y en función a las toneladas procesadas de gas y líquidos de gas.

m) Activos intangibles -

Los costos que están directamente asociados con programas de computación que brindarán beneficios económicos futuros mayores que su costo en más de un año, se reconocen como activos intangibles.

Las licencias de software se incluyen en el rubro Activos intangibles en el estado de situación financiera. Estos costos se amortizan por el método de línea recta en el estimado de su vida útil que es de 3 años.

n) Deterioro de activos no financieros -

Costos de exploración y evaluación -

Respecto a los costos de exploración y evaluación, la política de la Compañía establece reconocerlos directamente como gastos del periodo en que se incurren; sin embargo, si surgiera alguna operación específica que requiera el reconocimiento de estos desembolsos como parte de los activos de la Compañía, éstos se someterían a pruebas de deterioro de acuerdo con lo establecido en la NIIF 6, cuando ocurra alguna de las siguientes circunstancias: i) el derecho de la Compañía para la exploración en un proyecto expira o está próximo a expirar y la Gerencia no tiene intenciones de extender su plazo; ii) la Gerencia no planea o no ha presupuestado desembolsos sustantivos adicionales en la exploración y evaluación de recursos en el proyecto; iii) la evaluación y exploración de recursos del proyecto no ha resultado en el descubrimiento de cantidades viables de recursos y la Compañía decide discontinuar sus actividades en el área del proyecto, y iv) existe suficiente certeza que, a pesar que se puede desarrollar determinado proyecto, la inversión en exploración y evaluación requerida es de tal magnitud que es improbable que se recupere totalmente a través de su desarrollo exitoso o de su venta. Si se identifica la ocurrencia de alguna de estas circunstancias la evaluación de deterioro se efectúa de acuerdo con lo prescrito en la NIC 36.

Costos de desarrollo y activos sujetos a depreciación -

Para efectos de evaluar el deterioro, los activos se agrupan a los niveles más pequeños en los que se genera flujos de efectivo identificables (unidades generadoras de efectivo), por lo tanto los costos de desarrollo y los activos sujetos a depreciación y amortización son asignados a cada Unidad Generadora de Efectivo (UGE); para el caso de la Compañía, corresponden a los lotes X y 57 que actualmente se encuentran en etapa de producción y por lo tanto generan flujos de efectivo independientes.

o) Préstamos bancarios -

Los préstamos bancarios 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 transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados integrales durante el período del préstamo usando el método de interés efectivo.

Los costos de transacción no relevantes no son tomados en consideración y se debitan al estado separado de resultados integrales.

Los préstamos bancarios 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 contados desde la fecha del estado de situación financiera.

p) Cuentas por pagar comerciales -

Las cuentas por pagar son obligaciones de pago por bienes o servicios adquiridos de proveedores en el curso normal del negocio. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes si el pago se debe realizar 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 posteriormente se remiden al costo amortizado usando el método de interés de efectivo.

q) Beneficios a los empleados -

Participación en las utilidades -

La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por participación de los trabajadores en las utilidades equivalente a 5% de materia imponible determinada de acuerdo con la leyes tributarias vigentes a la fecha de suscripción del Contrato de Licencia (nota 1).

Gratificaciones -

La Compañía reconoce el gasto por gratificaciones y su correspondiente pasivo sobre las bases de las disposiciones legales vigentes en el Perú; las gratificaciones corresponden a dos remuneraciones anuales que se pagan en julio y en diciembre de cada año.

Compensación por tiempo de servicios -

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

Vacaciones -

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

r) Impuesto a la renta -

El gasto por impuesto a la renta del año comprende al impuesto a la renta corriente y al diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales.

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha de suscripción del Contrato de Licencia. La Gerencia evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones juradas de impuestos respecto de situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación. La Compañía, cuando corresponde, constituye provisiones sobre los montos que espera deberá pagar a las autoridades tributarias.

El impuesto a la renta diferido se registra por el método del pasivo, reconociendo el efecto de las diferencias temporales que surgen entre la base tributaria de los activos y pasivos y sus saldos en los estados financieros. El impuesto diferido es determinado usando la tasa impositiva (y legislación) vigente a la fecha de suscripción del Contrato de Licencia; y que se espera sean aplicables cuando el impuesto a la renta diferido se realice o pague.

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

s) Provisiones -

Provisión por taponamiento y abandono de pozos -

Las provisiones se reconocen cuando i) la Compañía tiene una obligación presente legal o asumida como resultado de hechos pasados, ii) es más que probable que se requerirá la aplicación de los recursos para cancelar la obligación, y iii) es posible estimar su monto de manera confiable.

Las provisiones son reconocidas al valor presente de los desembolsos esperados para cancelar la obligación utilizando una tasa de interés que refleja la actual evaluación del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos de la obligación. Para la determinación de la tasa de descuento, la Compañía considera la tasa del Bono del Tesoro de los Estados Unidos de América (US Treasury Bonds) a 10 años, por tratarse de un país de alta clasificación crediticia y que no refleja un posible riesgo de impago y que se asemejan a los flujos remanentes estimados para el cierre de la concesión. La tasa que se toma como base se complementa con la tasa de riesgos país del Perú que presenta otro tipo de riesgos inherentes que serían compensados aplicando la tasa del riesgo país, como el EMBIG (Emerging Markets Bonds Index o Indicador de Bonos de Mercados Emergentes) de Perú.

Los costos estimados del taponamiento y abandono de pozos se originan en requerimientos legales de las entidades reguladoras del sector en el Perú y se provisionan y capitalizan en el rubro propiedad, planta y equipo, neto sobre la base de estimaciones de las obligaciones a incurrir en el futuro, con crédito a la cuenta provisiones. El activo relacionado con el taponamiento de pozos se deprecia sobre la base de unidades de producción.

Los cambios en el importe de la provisión atribuibles a cambios en las estimaciones de los desembolsos esperados y en la tasa de descuento se cargan, de ser el caso, al costo del activo relacionado. Los incrementos en la provisión debido al paso del tiempo son reconocidos como gastos financieros en el estado de resultados integrales.

Otras provisiones -

Las provisiones por contingencias corresponden a las obligaciones que mantiene la Compañía por demandas judiciales, procesos civiles y tributarios a la fecha de los estados financieros, y que en opinión de la Gerencia y de los asesores legales tienen una alta probabilidad de que el resultado sea adverso para la Compañía.

t) Capital -

Las acciones comunes se clasifican como patrimonio.

u) Pasivos y activos contingentes -

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros, a menos que la posibilidad de la utilización de recursos sea remota. Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros y sólo se revelan cuando es probable que se produzca un ingreso de recursos.

v) Reconocimiento de ingresos -

Los ingresos por venta de petróleo y gas se reconocen cuando la Compañía entrega los productos al cliente, de acuerdo con las condiciones establecidas en cada contrato, y éste los acepta, transfiriendo todos los riesgos, control y beneficios significativos de los mismos y es probable que los beneficios económicos de la venta fluyan a la Compañía; los ingresos por servicios se reconocen cuando se presta el servicio, y los ingresos por intereses, en base al rendimiento efectivo en proporción al tiempo transcurrido.

w) Reconocimiento de costos y gastos -

Los costos y gastos se reconocen a medida que se devengan, independientemente del momento en que ellos son pagados.

x) Distribución de dividendos -

La distribución de dividendos a los accionistas de la Compañía se reconoce como pasivo en los estados financieros en el período en el que los dividendos se aprueban por los accionistas de la Compañía.

3 ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

3.1 Factores de riesgo financiero -

Las actividades de la Compañía la exponen a una variedad de riesgos financieros: riesgos de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez. El programa de administración de riesgos financieros de la Compañía busca reducir los potenciales efectos adversos en su rendimiento financiero.

Los principales riesgos a los que está expuesta la Compañía son:

a) Riesgos de mercado -

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable de los flujos futuros de caja de los instrumentos financieros fluctúe a consecuencia de los cambios en los precios del mercado. Los riesgos de mercado que aplican a la Compañía comprenden tres tipos de riesgos: riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio.

i) Riesgo de tipo de cambio -

El riesgo de tipo de cambio resulta de la exposición de la Compañía a la fluctuación del tipo de cambio de las transacciones denominadas en monedas diferentes del dólar estadounidense, su moneda funcional. En ese sentido la Gerencia considera que el resultado financiero podría verse afectado por la fluctuación en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el Nuevo Sol.

Los activos y pasivos en moneda extranjera se resumen como sigue:

	<u>2014</u> S/.000	<u>2013</u> S/.000
Activos		
Efectivo y equivalente de efectivo	1,450	1,556
Otras cuentas por cobrar	<u>418</u>	<u>313</u>
	<u>1,868</u>	<u>1,869</u>
Pasivos		
Cuentas por pagar	(8,422)	(9,293)
Otras cuentas por pagar	<u>(6,582)</u>	<u>(6,748)</u>
	<u>(15,004)</u>	<u>(16,041)</u>
Pasivo, neto	<u>(13,136)</u>	<u>(14,172)</u>

Al 31 de diciembre de 2014, el tipo de cambio promedio ponderado de mercado utilizado por la Compañía para el registro de los saldos en nuevos soles fue de US\$0.35 por S/.1 para los activos y pasivos, respectivamente (US\$0.37 por S/.1 al 31 de diciembre de 2013, respectivamente).

Al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, la Compañía registró pérdida y ganancia neta por diferencia de cambio de US\$1,237,000 y de US\$987,000, respectivamente. La Gerencia de la Compañía ha decidido aceptar el riesgo cambiario de esta posición, por lo que no ha realizado operaciones de cobertura.

La tabla siguiente muestra la sensibilidad de la utilidad antes de impuestos a los posibles cambios en el tipo de cambio de los dólares americanos / nuevos soles asumiendo que todas las demás variables permanecen constantes:

<u>Año</u>	<u>Incremento/disminución en tipo de cambio</u>	<u>Efecto en utilidad antes de impuestos US\$000</u>
2014	+5%	(62)
	-5%	62
2013	+5%	49
	-5%	(49)

ii) Riesgo de tasa de interés -

Como la Compañía no tiene activos significativos que generen intereses, los ingresos y los flujos de efectivo operativos de la Compañía son sustancialmente independientes de los cambios en las tasas de interés en el mercado.

El riesgo de tasa de interés para la Compañía surge de sus obligaciones financieras corrientes. 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 expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos.

La política de la Compañía es mantener financiamientos a tasas de interés fijas. Al respecto, la Gerencia considera que el riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus obligaciones 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.

iii) Riesgo de precio -

La Compañía no tiene instrumentos financieros activos expuestos al riesgo de precio.

b) Riesgo de crédito -

El riesgo de crédito surge del efectivo y equivalente de efectivo, depósitos en bancos e instituciones financieras, así como de la exposición al crédito de los clientes que incluye a los saldos pendientes de cuentas por cobrar. En relación a bancos e instituciones financieras, sólo se acepta a instituciones cuyas calificaciones de riesgo independientes sean como mínimo de 'A'.

Las ventas de la Compañía se concentran en Petróleos del Perú S.A. - PETROPERU, Empresa Eléctrica de Piura S.A. y Pluspetrol Perú Corporation S.A., los cuales son clientes de reconocido prestigio en el mercado local.

El riesgo de crédito está restringido al monto del valor en libros de los activos financieros a la fecha del estado de situación financiera. La Compañía no usa instrumentos financieros derivados para administrar su riesgo de crédito y la Gerencia estima que esta situación no generará pérdidas económicas relevantes por incumplimientos de sus contrapartes.

c) Riesgo de liquidez -

El riesgo de liquidez deriva de la incapacidad de la Compañía para obtener los fondos necesarios para cumplir sus obligaciones. La Compañía mitiga este riesgo optimizando la administración del efectivo y manteniendo acceso a las líneas de crédito y la financiación a través de instituciones financieras altamente calificadas bajo términos razonables, manteniendo un buen nivel de liquidez.

La tabla adjunta presenta el detalle de pasivos financieros de la Compañía al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 clasificados según su vencimiento hasta el final de los contratos:

	<u>Menor a 1</u> <u>año</u> <u>US\$000</u>	<u>Entre 1 y 2</u> <u>años</u> <u>US\$000</u>	<u>Total</u> <u>US\$000</u>
Al 31 de diciembre de 2014			
Obligaciones financieras (*)	74	-	74
Cuentas por pagar comerciales	<u>69,614</u>	<u>-</u>	<u>69,614</u>
Total	<u>69,688</u>	<u>-</u>	<u>69,688</u>

	<u>Menor a 1</u> <u>año</u> <u>US\$000</u>	<u>Entre 1 y 2</u> <u>años</u> <u>US\$000</u>	<u>Total</u> <u>US\$000</u>
Al 31 de diciembre de 2013			
Obligaciones financieras (*)	584,698	83	584,781
Cuentas por pagar comerciales	42,176	-	42,176
Cuentas por pagar a relacionadas	<u>1,659</u>	<u>-</u>	<u>1,659</u>
Total	<u>628,533</u>	<u>83</u>	<u>628,616</u>

(*) Incluye capital más intereses devengados hasta el final del plazo de los préstamos.

3.2 Administración del riesgo de la estructura de capital -

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

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía no utiliza el ratio de apalancamiento para evaluar su estructura de capital en razón a que no tiene obligaciones financieras. Por otra parte, la Gerencia considera que sus operaciones le permiten obtener utilidades que representan los retornos esperados de sus accionistas y en caso se requiera fortalecer el patrimonio se realizaría capitalización de utilidades y aportes de accionistas, de ser necesario.

3.3 Estimación del valor razonable de instrumentos financieros -

La Gerencia considera que el valor razonable de sus activos financieros y pasivos financieros es similar a su valor en libros, debido a su vencimiento en el corto plazo.

4 ESTIMADOS Y CRITERIOS CONTABLES CRITICOS

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

La Compañía efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones y supuestos que tienen algún riesgo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1 Supuestos y estimados contables críticos -

i) Valuación de los bienes de propiedad, planta y equipo -

La Compañía estima que el valor de los activos comprendidos en el rubro propiedad, planta y equipo se recuperará en el curso normal de sus operaciones. Su estimado se sustenta en supuestos sobre la cotización internacional del crudo, los niveles de producción mundial y los estimados de reservas probadas de la Compañía.

Por otro lado, el nivel de reservas probadas desarrolladas varía en función a la cotización del crudo, gas y las reservas económicas, por lo que el coeficiente anual aplicado para depreciar las partidas de inmuebles, maquinaria y equipo (nota 26) puede variar en función a las variables indicadas anteriormente.

Tales reservas son estimadas por geólogos e ingenieros de petróleo y gas de la Compañía, de acuerdo con estándares internacionales y revisadas anualmente o cuando hay indicación de alteración significativa. El último reporte de reservas certificadas corresponde al 1 de enero de 2013 elaborado por la firma Degolyer and Macnaughton.

ii) Valor residual -

Al término del contrato de concesión, la Compañía entregará los activos de propiedades, planta y equipo al Estado Peruano a través de Perupetro, a menos que éste no lo requiera, sin cargo ni costo alguno para éste, en buen estado de funcionamiento y en uso. Los activos a los que se hace referencia incluyen: todos los campamentos, inmuebles, instalaciones de energía, medios de comunicación, ductos y demás bienes de producción que permitan la continuación de las operaciones. En consecuencia, todos los activos petroleros y activos que están directamente relacionados con la producción, que se encuentran en el subsuelo y en la superficie de los pozos, carecen de valor residual porque son bienes de producción necesarios para la continuidad de las operaciones de los lotes y, por ello, serán entregados al Estado Peruano a través de Perupetro, al término del contrato de concesión.

El contrato de concesión también establece que todo el equipo movable o portátil, materiales y suministros adquiridos o utilizados por la Compañía, incluyendo equipos de perforación, de servicio y de reparación de pozos, seguirán siendo de propiedad de la Compañía y podrán ser retirados y exportados. Esta opción no es aplicable a la Compañía, puesto que no tiene equipos de perforación ni de reparaciones mayores de pozos, pues contrata los servicios de terceros para la ejecución de estas actividades. Asimismo, la Compañía mantiene un control de adquisición y uso de los materiales y equipos de proyecto, con el fin de utilizar la totalidad de éstos antes del término de la concesión.

La Compañía considera los siguientes indicios internos y externos de deterioro, de acuerdo a la NIC 36 al evaluar si es necesario efectuar una comprobación del deterioro de los costos de desarrollo y los activos sujetos a depreciación y amortización.

La Compañía realiza la comparación entre el valor en libros de dichos activos, los cuales se miden al costo histórico, y el importe recuperable de los mismos. Para la Compañía, el importe recuperable equivale al valor en uso, por no existir una base fiable para la determinación del valor razonable y los costos de venta de la UGE - Lote X y Lote 57. El valor en uso se determina a través de la metodología de las Reservas 2P, que requiere estimar flujos de caja futuros en los cuales se utilizan las siguientes variables:

- Tasa de descuento WACC.
- Precios de petróleo y gas (cálculo de ingresos).
- Cantidad de reservas probadas y probables (Reservas 2P).

Las pérdidas por deterioro son el monto en el que el valor en libros de las UGE - Lote X y Lote 57, excede su valor recuperable. Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía no ha identificado pérdidas por deterioro del valor de estos activos.

iii) Impuesto a la renta -

La determinación de las obligaciones y gastos por impuestos requiere de interpretaciones de la legislación tributaria aplicable. La Compañía cuenta con asesoría profesional en materia tributaria al momento de tomar alguna decisión sobre asuntos tributarios. Aun cuando la Gerencia considera que sus estimaciones en materia tributaria son prudentes y conservadoras, pueden surgir discrepancias con la administración tributaria en la interpretación de normas que requieran de ajustes por impuestos en el futuro.

4.2 Juicios críticos -

i) Moneda funcional -

La Gerencia ha determinado que su moneda funcional es el dólar estadounidense debido a que la economía estadounidense influye significativamente sus actividades actuales incluyendo determinación de ingresos, sus costos más importantes como los servicios de contratistas y los costos de personal. En adición sus excedentes de efectivo se mantienen en dólares estadounidenses influenciados por condiciones y características internacionales.

ii) Provisión por taponamiento de pozos -

La provisión por taponamiento y abandono de pozos representa una obligación presente legal que es asumida por la Compañía como resultado de hechos pasados, y es más que probable que se requerirá la aplicación de recursos para cancelar dicha obligación, y es posible estimar su monto de manera confiable.

La estimación del importe calculado por la Compañía, toma como base los siguientes factores:

- Total de pozos.
- Pozos a taponar.
- Costos de pozos a taponar (estos costos se estiman sobre la base de propuestas de empresas que realizan taponamiento de pozos, se considera una de ellas, de acuerdo a los requisitos que se adecuen a las políticas internas de la Compañía).

Para obtener esta información, la Compañía realiza una evaluación de manera anual, de los pozos y costo de los pozos a taponar, de acuerdo al Plan Anual de Negocios de la Compañía.

La provisión es reconocida al valor presente de los desembolsos esperados para cancelar la obligación utilizando una tasa de descuento que se compone principalmente de la tasa de rendimiento de un bono de un Estado, puesto que representa un riesgo mínimo. La Compañía considera la tasa del Bono del Tesoro de los Estados Unidos de América (US Treasury Bonds) a 10 años, por tratarse de un país de alta clasificación crediticia y que no refleja un posible riesgo de impago y que se asemejan a los flujos remanentes estimados para el cierre de la concesión.

Asimismo, la aplicación de la tasa de rendimiento del Bono del Tesoro de los Estados Unidos de América, se complementa con la tasa de riesgo país del Perú que presenta otros tipos de riesgos inherentes que serían compensado aplicando la tasa del riesgo país, como el EMBIG (Emerging Markets Bonds Index o Indicador de Bonos de Mercados Emergentes) de Perú.

iii) Método de unidades de producción y estimación de reservas -

El método de depreciación sobre las unidades de producción es utilizado para los activos petroleros y activos de propiedad, planta y equipo que están directamente relacionados a la producción de petróleo y gas de la Compañía. Para la aplicación del método de unidades de producción se utiliza un coeficiente determinado de la división de la producción de petróleo, Líquidos de Gas natural y gas entre las reservas probadas y desarrolladas de petróleo, líquidos de gas natural y Gas, sólo en el caso del lote X no se incluye el factor de reservas de gas en el coeficiente ya que se trata de gas asociado, cuya producción y venta no es significativa para la Compañía (representa el 5% de las ventas anuales, aproximadamente) por no representar el principal objetivo del negocio.

Tales reservas son estimadas por geólogos e ingenieros de petróleo y gas de la Compañía de acuerdo con estándares reconocidos en la industria petrolera, y son revisadas anualmente o cuando hay indicación de alteración significativa. El último reporte de reservas auditadas corresponde al 1 de enero de 2013 elaborado por la firma Degolyer and Macnaughton.

Estas auditorías se realizan sobre la base de metodologías internacionales presentados en la publicación de la Sociedad de Ingenieros Petroleros titulada "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information (Revision as of February 19, 2007)". Los cambios en las estimaciones de reservas podrían afectar principalmente la depreciación de los activos de propiedades, planta y equipo directamente vinculados con la producción petrolera y la provisión por taponamiento y abandono de pozos.

5 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

5.1 Instrumentos financieros por categoría -

Al 31 de diciembre de 2014 y de 2013 los activos financieros de la Compañía son los expresados en el estado de situación financiera en los rubros de efectivo y equivalente de efectivo, cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar a empresas relacionadas y otras cuentas por cobrar y pertenecen íntegramente a la categoría de 'préstamos y cuentas por cobrar'. Los pasivos financieros de la Compañía corresponden íntegramente a la categoría de 'otros pasivos financieros' que se detallan como sigue:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Activos financieros		
Préstamos y cuentas por cobrar:		
Efectivo y equivalente de efectivo	67,346	27,805
Cuentas por cobrar comerciales	14,274	23,528
Otras cuentas por cobrar (*)	3,071	3,019
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1
	<u>84,691</u>	<u>54,353</u>
Pasivos financieros		
Otros pasivos financieros:		
Obligaciones financieras	74	583,581
Cuentas por pagar comerciales	69,614	42,176
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	1,659
	<u>69,688</u>	<u>627,416</u>

(*) No incluye Pagos a cuenta del impuesto a la renta y anticipo a proveedores.

5.2 Calidad crediticia de los activos financieros -

La calidad crediticia de los activos financieros que no estén vencidos ni deteriorados puede ser evaluada al referenciarla a las clasificaciones externas de riesgo (si están disponibles) o sobre la base de información histórica sobre los índices de incumplimiento de sus contrapartes.

La calidad crediticia de los activos financieros se presenta de la siguiente manera:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Efectivo y equivalente de efectivo (*)		
A +	53,010	26,244
A	14,313	1,535
A -	16	18
	<u>67,339</u>	<u>27,797</u>

(*) La diferencia con el saldo de la cuenta en la Nota 6 corresponde al saldo de efectivo en caja.

Las clasificaciones en el cuadro anterior representan las calificaciones crediticias altas. Para los bancos ubicados en el Perú, las clasificaciones se derivan de las agencias calificadoras de riesgo autorizados por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP.

La calidad crediticia de los clientes de cuentas por cobrar comerciales se evalúa en dos categorías (clasificación interna):

- Grupo 1: clientes existentes (con más de seis meses de relación comercial) sin antecedentes de incumplimiento y
- Grupo 2: clientes existentes (con más de seis meses de relación comercial) con antecedentes de incumplimiento.

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Clasificación por deudor -		
Grupo 1	14,274	23,528
Grupo 2	-	-
	<u>14,274</u>	<u>23,528</u>

La Compañía no ha recibido garantías relacionadas a las cuentas por cobrar comerciales.

6 EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO

Este rubro comprende:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Cuentas corrientes bancarias (a)	42,339	27,797
Depósitos a plazo (b)	25,000	-
Fondos fijos	7	8
	<u>67,346</u>	<u>27,805</u>

(a) La Compañía mantiene efectivo depositado en instituciones financieras en la modalidad de cuentas corrientes en nuevos soles y en dólares estadounidenses. El efectivo mantenido en estas cuentas es de libre disponibilidad.

(b) Corresponde a depósitos a plazo en los bancos Interbank y Scotiabank por US\$5 millones y US\$20 millones, respectivamente; los cuales tienen vencimiento menor a 90 días y devengan tasas de interés de mercado.

7 CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Petróleos del Perú S.A. - PETROPERU	9,482	20,838
Empresa Eléctrica de Piura S.A. - EEPISA	766	2,690
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	4,026	-
	<u>14,274</u>	<u>23,528</u>

Los saldos de cuentas por cobrar comerciales corresponden a facturas denominadas en dólares estadounidenses, originadas por la venta de petróleo, líquidos de gas natural y gas. Estas cuentas por cobrar son de vencimiento corriente menor a 30 días, no tienen garantías específicas y generan intereses en caso no cancelarse en la fecha de su vencimiento.

La estimación por deterioro de cuentas por cobrar se determina de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia y se reconoce considerando, entre otros factores, los saldos pendientes de cobro con una antigüedad mayor a 60 días y sus posibilidades de ser recuperados, y la evidencia de dificultades financieras del deudor que incrementen más allá de lo normal el riesgo de incobrabilidad de los saldos pendientes de cobro.

8 SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

a) Cuentas por cobrar y por pagar -

Este rubro comprende:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Cuentas por cobrar no comerciales:		
Petróleos Brasileiros S.A.	-	1
	<u>-</u>	<u>1</u>
Cuentas por pagar no comerciales:		
Petrobras Energía S.A.	-	32
Petróleos Brasileiros S.A.	-	1,551
Petrobras Venezuela Investment S.A	-	75
	<u>-</u>	<u>1,659</u>

Como se explica en la nota 1.1, la Compañía fue adquirida por China National Petroleum Corporation (CNPC), dejando de ser subsidiaria de Petrobras de Valores Internacional España S.L. en noviembre de 2014. Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía no mantiene saldos por cobrar y/o pagar con empresas relacionadas del grupo CNPC.

Al 31 de diciembre de 2013, las cuentas por pagar no comerciales correspondían a servicios de asistencia técnica y gastos de consultoría, las cuales no devengaban intereses ni tienen garantías específicas.

b) Transacciones -

Las siguientes transacciones fueron efectuadas con partes relacionadas:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Servicios de consultoría y asistencia técnica	<u>1,659</u>	<u>3,376</u>

Las transacciones realizadas entre partes relacionadas se han llevado a cabo en condiciones de equivalencia a las de transacciones con independencia mutua entre las partes, bajo condiciones normales de mercado. Los impuestos que estas transacciones generaron, así como, las bases de cálculo para la determinación de éstos, son los usuales en la industria y se liquidan de acuerdo con las normas tributarias vigentes.

c) Remuneración al Directorio y la gerencia -

Al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, la Compañía ha otorgado remuneración al personal gerencial fue US\$3,650,000 y US\$4,040,000, respectivamente.

9 OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Este rubro comprende:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Pago a cuenta de impuesto a la renta	12,076	10
Crédito fiscal del Impuesto General a las Ventas	9,520	-
Obras por Impuesto	2,415	2,415
Reclamo a SUNAT (a)	-	1,898
Anticipo a operadores (b)	21	10,140
Préstamos al personal	153	76
Otros	655	528
	<u>24,840</u>	<u>15,067</u>

- (a) Al 31 de diciembre 2013, este saldo incluía el reclamo a la Administración Tributaria por una carta fianza ejecutada indebidamente durante el proceso judicial relacionado a los gastos de alquiler de viviendas reportados en el ejercicio 1999. La Compañía inició el proceso de reclamación y en opinión de sus asesores tributarios no existen suficientes argumentos para reclamar el importe, por lo que este saldo se extornó en el año 2014.
- (b) Los anticipos a operadores correspondían al efectivo transferido a Repsol Exploración Perú S.A. y Talisman Sucursal del Perú S.A., operadores de los lotes 57 y 103. Dichos anticipos son posteriormente liquidados a la Compañía a través de los documentos de atribución de costos.

10 EXISTENCIAS

Este rubro comprende:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Suministros	6,455	6,354
Petróleo crudo	4,358	3,996
Suministros en tránsito	-	54
	<u>10,813</u>	<u>10,404</u>
Provisión por desvalorización de suministros	-	(237)
	<u>10,813</u>	<u>10,167</u>

La Compañía mantiene suministros diversos utilizados en la producción de petróleo y gas y remanentes de petróleo crudo en tanques de almacén como parte de sus saldos de existencias.

El movimiento de la provisión por desvalorización de existencias es el siguiente:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Saldo inicial	237	273
Adiciones del año	-	237
(Castigos)	(237)	(273)
Saldo final	<u>-</u>	<u>237</u>

PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

El movimiento del rubro de propiedades, planta y equipo, y el de su correspondiente depreciación acumulada, al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, se presenta a continuación:

Costo	Terrenos US\$000	Otras unidades de explotación			Equipos diversos US\$000	Muebles y enseres US\$000	Materiales y equipos de proyectos US\$000	Taponamiento de Pozos US\$000	Obras en Curso US\$000	Totales US\$000
		Edificios y construcciones US\$000	Unidades de transporte US\$000	Equipo de explotación US\$000						
Año 2013										
Valor neto en libros	201	2,491	486,087	766	26,372	77	50,120	4,170	717,542	1,287,826
Adiciones	-	-	3,775	-	-	-	12,682	-	132,887	149,444
Ventas y/o retiros	-	(137)	(16,896)	(13)	(3,783)	(439)	(9,083)	-	-	(30,351)
Transferencias	-	-	92,283	-	6,505	-	1,054	-	(99,765)	77
Adiciones por depreciación	-	(194)	(51,455)	(177)	(2,554)	(17)	-	-	-	(54,412)
Depreciación de retiros/ajustes	-	137	12,623	13	3,246	439	-	-	-	16,458
Valor en libros neto al cierre	201	2,297	526,417	589	29,786	60	54,758	4,170	750,764	1,369,042
Al 31 de diciembre de 2013										
Costo	201	4,841	950,399	1,571	61,323	173	54,773	4,923	750,764	1,828,968
Depreciación Acumulada	-	(2,544)	(423,982)	(982)	(31,537)	(113)	(15)	(753)	-	(459,926)
Valor en libros neto al cierre	201	2,297	526,417	589	29,786	60	54,758	4,170	750,764	1,369,042
Año 2014										
Valor neto en libros	201	2,297	526,417	589	29,786	60	54,758	4,170	750,764	1,369,042
Adiciones	-	-	-	-	-	-	4,199	-	39,673	43,872
Ventas y/o retiros	-	-	-	(17)	-	-	-	-	-	(17)
Transferencias	-	(194)	(54,738)	(174)	(9,461)	(16)	9,736	(14)	(237,850)	(243)
Adiciones por depreciación	-	-	-	7	-	-	-	-	-	(64,597)
Depreciación de retiros/ajustes	-	2,103	552,925	405	186,422	44	49,221	4,156	552,587	1,348,064
Valor en libros neto al cierre	201	2,103	552,925	405	186,422	44	49,221	4,156	552,587	1,348,064
Al 31 de diciembre de 2014										
Costo	201	4,841	1,031,645	1,554	227,420	173	49,236	4,923	552,587	1,872,880
Depreciación Acumulada	-	(2,738)	(478,720)	(1,149)	(40,998)	(129)	(15)	(767)	-	(524,516)
Valor en libros neto al cierre	201	2,103	552,925	405	186,422	44	49,221	4,156	552,587	1,348,064

La distribución del gasto por depreciación es la siguiente:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Costo de ventas (Nota 20)	64,199	53,998
Gastos de exploración (Nota 20)	389	404
Gastos de administración (Nota 20)	<u>10</u>	<u>10</u>
	<u>64,598</u>	<u>54,412</u>

La Compañía durante el año 2014 ha realizado una inversión total ascendente a US\$43,822,000 (US\$135,739,000 al 31 de diciembre de 2013). En el Lote X no se realizaron inversiones en la construcción de pozos. En el lote 57 se efectuaron inversiones por US\$34,811,000 en el pozo de desarrollo "Sagari", construcción de planta de compresión, campamento Nuevo Mundo, y facilidades.

Al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, los trabajos en curso están relacionados con el mejoramiento de las instalaciones, inversiones en el pozo de desarrollo "Sagari", construcción de plantas y facilidades.

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía tiene activos cedidos en comodato a Skanska del Perú S.A. y Servicios Especiales San Antonio S.A., en ambos casos se trata de espacios construidos dentro de las oficinas administrativas de la Compañía, ubicadas en El Alto - Talara.

La Compañía mantiene seguros contratados por montos suficientes para cubrir los riesgos de pérdida, robo y la destrucción de sus bienes del activo fijo, de conformidad con las políticas establecidas por la Gerencia de la Compañía. En opinión de la Gerencia, sus políticas de seguros son consistentes con la práctica internacional en la industria y el riesgo de eventuales pérdidas por siniestros considerados en las pólizas de seguros es razonable, considerando el tipo de activos que posee la Compañía.

La Compañía adquirió unidades de transporte a través de arrendamientos financieros cuyo valor en libros al 31 de diciembre comprende:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Costo	708	725
Depreciación	<u>(699)</u>	<u>(297)</u>
	<u>9</u>	<u>428</u>

La Compañía también tiene contratos de arrendamiento operativo por el alquiler de sus oficinas administrativas y estacionamientos en Lima, por arrendamiento de casa a personal de dirección y de un terreno destinado para la instalación de un campamento en el Lote 58, por US\$1,434,851, US\$171,597 y US\$2,448,000, respectivamente.

12 CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Proveedores (a)	53,719	15,216
Regalías por pagar (b)	2,849	7,778
Provisiones (c)	12,895	19,182
Otros	<u>151</u>	<u>-</u>
	<u>69,614</u>	<u>42,176</u>

- (a) Las cuentas por pagar a proveedores corresponden a los servicios prestados por contratistas y a la adquisición de materiales, equipos y suministros necesarios para las operaciones de exploración, desarrollo y producción de la Compañía. El proveedor de servicios operacionales más importante es Skanska del Perú S.A. Las cuentas por pagar comerciales tienen vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.
- (b) La disminución en las regalías al finalizar el año 2014 está directamente relacionado a la disminución en el precio del petróleo y en la producción.
- (c) Las provisiones corresponden a cuentas por pagar por servicios prestados durante el mes de diciembre de 2014, por diversos contratistas; estos servicios están relacionados a las áreas técnicas de exploración y producción de los lotes, y que cuentan con facturas aún no recibidas por la Compañía al cierre del año.

13 PROVISIONES

Este rubro comprende:

	<u>2014</u> <u>US\$000</u>	<u>2013</u> <u>US\$000</u>
Provisión por taponamiento de pozos (a)	9,250	9,837
Provisión de contingencias (b)	2,009	4,204
Intereses por pagar	-	1,417
Otras provisiones	<u>34</u>	<u>98</u>
	11,293	14,139
Porción corriente	<u>(2,043)</u>	<u>(4,302)</u>
Porción no corriente	<u>9,250</u>	<u>9,837</u>

(a) Provisión por 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 No.26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos; la Ley No.26821, Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales; la Ley No.27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental; la Ley No.28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental; la Ley No.28611, Ley General del Ambiente y la Ley No.29134, Ley que regula los Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos.

El Ministerio de Energía y Minas mediante Decreto Supremo No.015-2006 publicado el 3 de marzo de 2006 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.

En cumplimiento de estas disposiciones, la Compañía ha constituido provisiones para la subsanación de los daños que puedan causarse en el Lote X. 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.

La Compañía estima el valor presente de su obligación futura por taponamiento de pozos en el Lote X, e incrementa el valor en libros del activo que se retirará en el futuro y que se muestra en el rubro de propiedades, planta y equipo en el estado de situación financiera. Posteriormente, el activo se atribuye a los resultados en el periodo de vida útil de los activos que le dieron origen a través de la amortización en base al Método de Unidades de Producción mencionado en la Nota 2.

Asimismo, como resultado de la evaluación de las operaciones del lote 57 y considerando que el pozo Kinteroni, entro en producción en marzo del 2014 y la entrega del lote 57 al Estado Peruano es dentro de 40 años, la Compañía no considera necesario registrar una provisión por taponamiento de pozos al 31 de diciembre del 2014.

El pasivo registrado se ajusta para reflejar los cambios que resultan del paso del tiempo (con cargo a los resultados del periodo) y de revisiones de la fecha de ocurrencia o el monto del valor presente de las obligaciones originalmente estimadas (con cargo o abono al costo del activo relacionado).

El taponamiento de pozos ocurre en la fecha en que éstos se declaran económicamente inviables.

El movimiento de esta cuenta se muestra como sigue:

	<u>2014</u> <u>US\$000</u>	<u>2013</u> <u>US\$000</u>
Saldo inicial	9,837	9,615
Ajuste a valor presente	(587)	222
Saldo final	<u>9,250</u>	<u>9,837</u>

Al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, el pasivo no descontado para cumplir con los costos de taponamiento de pozos totalizó US\$11,158,874 y fue descontado utilizando una tasa de descuento libre de riesgo de 2.13% (3.04% al 31 de diciembre de 2013), resultando un importe de US\$9,250,000 y US\$9,837,000 al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, respectivamente.

(b) Provisión por contingencias -

Al 31 de diciembre este rubro comprende:

	<u>Demandas</u> <u>laborales</u> <u>US\$000</u>	<u>Procesos</u> <u>regulatorios</u> <u>US\$000</u>	<u>Procesos</u> <u>tributarios</u> <u>US\$000</u>	<u>Total</u> <u>US\$000</u>
Al 1 de enero de 2013	781	146	3,185	4,112
Adiciones durante el año	-	-	203	203
Reversión durante el año	(25)	(68)	(18)	(111)
Al 31 de diciembre de 2013	756	78	3,370	4,204
Adiciones durante el año	-	-	75	75
Reversión durante el año	(41)	(60)	(2,169)	(2,270)
Al 31 de diciembre de 2014	<u>715</u>	<u>18</u>	<u>1,276</u>	<u>2,009</u>

La Gerencia estima suficiente los importes de la provisión por contingencias para cubrir los pasivos por litigios legales, tributarios y de otro tipo, que actualmente afectan a la Compañía.

14 ANTICIPO DE CLIENTES

Este rubro comprende los anticipos otorgados por el cliente Empresa Eléctrica de Piura S.A. - EEP SA relacionados con los volúmenes de gas entregados de acuerdo al contrato vigente "take or pay" a través del cual el cliente se obliga a pagar por los volúmenes mínimos comprometidos no tomados. Los volúmenes no tomados por EPPSA ascienden a 1,073,160 MMBTU al 31 de diciembre de 2014 (1,334,215 MMBTU al 31 de diciembre de 2013).

De acuerdo con el contrato EEP SA tendrá derecho a recuperar los volúmenes de gas asociado pagados y no tomados durante los 24 meses siguientes al mes en el cual debió pagar por el volumen no tomado.

15 OBLIGACIONES FINANCIERAS

Este rubro comprende:

Nombre de acreedor	Número de cuotas	Tasa de interés (TIR) %	Vencimiento	Importe desembolsado US\$000	Total		Corriente		No corriente	
					31.12.2014 US\$000	31.12.2013 US\$000	31.12.2014 US\$000	31.12.2013 US\$000	31.12.2014 US\$000	31.12.2013 US\$000
Préstamos bancarios										
Banco Do Brasil	17	Libor+1%	jul-12	90,000	-	-	-	-	-	-
Banco of Nova Scotia	9	Libor+1.75%	jul-13	160,000	160,000	-	160,000	-	-	-
Banco of Nova Scotia	12	Libor+1.54%	mar-14	200,000	200,664	-	200,664	-	-	-
Banco of Nova Scotia	13	Libor+1.40%	jul-15	30,000	30,000	-	30,000	-	-	-
Banco HSBC - Tramo A	17	Libor+1.40%	ene-15	95,000	96,296	-	96,296	-	-	-
Banco HSBC - Tramo B	21	Libor+1.40%	ene-17	95,000	96,296	-	96,296	-	-	-
					<u>583,256</u>		<u>583,256</u>			
Leasing										
Banco Scotiabank	36	0.32%	abr-15	750	74	325	74	242	83	83
					<u>74</u>	<u>583,581</u>	<u>74</u>	<u>583,498</u>	<u>83</u>	<u>83</u>

a) Préstamos bancarios -

Al 31 de diciembre de 2014 los préstamos bancarios fueron cancelados mediante un aporte de capital de los anteriores accionistas.

(b) Arrendamientos financieros -

Los contratos de arrendamiento financiero han sido suscritos para financiar principalmente la adquisición de vehículos.

Las obligaciones por arrendamientos financieros se encuentran garantizadas con los derechos de propiedad sobre el activo que revierten al arrendador en caso de incumplimiento.

Los pagos mínimos a ser realizados al vencimiento y el valor presente de las obligaciones de arrendamientos financieros comprenden:

	<u>2014</u> <u>US\$000</u>	<u>2013</u> <u>US\$000</u>
Hasta 1 año	74	250
Entre uno y cinco años	-	83
	<u>74</u>	<u>334</u>
Cargos financieros futuros	-	(9)
	<u>74</u>	<u>325</u>

El valor presente de los arrendamientos financieros es como sigue:

Hasta 1 año	74	242
Entre uno y cinco años	-	83
	<u>74</u>	<u>325</u>

El valor en libros y el valor razonable de las obligaciones financieras a largo plazo es como sigue:

	<u>Valor en libros</u>		<u>Valor razonable</u>	
	<u>2014</u> <u>US\$000</u>	<u>2013</u> <u>US\$000</u>	<u>2014</u> <u>US\$000</u>	<u>2013</u> <u>US\$000</u>
Préstamos bancarios	-	583,256	-	571,247
Arrendamientos financieros	74	325	74	324
	<u>74</u>	<u>583,581</u>	<u>74</u>	<u>571,571</u>

16 IMPUESTO A LA RENTA DIFERIDO

El saldo de esta cuenta se encuentra conformado como sigue:

	<u>2014</u> <u>US\$000</u>	<u>2013</u> <u>US\$000</u>
Impuestos diferidos pasivos		
Impuesto diferido pasivo que se liquidará después de 12 meses	(92,267)	(75,977)
Impuesto diferido activo que se recuperará dentro de 12 meses	11,977	11,865
Total impuesto diferido pasivo	<u>(80,290)</u>	<u>(64,112)</u>

El movimiento bruto del impuesto a la renta diferido es el siguiente:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Al 1 de enero	(64,112)	(82,280)
(Cargo) abono al estado de resultados	(16,178)	18,168
Total al 31 de diciembre	<u>(80,290)</u>	<u>(64,112)</u>

El movimiento de los impuestos diferidos activos y pasivos en el año, sin considerar la compensación de saldos, es el siguiente:

	<u>Diferencias de depreciación</u> US\$000	<u>Mayor valor de activos</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
Impuestos diferidos pasivos			
Al 1 de enero de 2013	40,127	(181,029)	(140,902)
Cargo (abono) a resultados	<u>7,288</u>	<u>203</u>	<u>7,491</u>
Al 31 de diciembre de 2013	47,415	(180,826)	(133,411)
Cargo (abono) a resultados	<u>(67,997)</u>	<u>55,319</u>	<u>(12,678)</u>
Al 31 de diciembre de 2014	<u>(20,582)</u>	<u>(125,507)</u>	<u>(146,089)</u>

	<u>Provisión por taponamiento</u> US\$000	<u>Gastos de exploración</u> US\$000	<u>Provisión por vacaciones otros</u> US\$000	<u>Provisión por desvalorización de existencias</u> US\$000	<u>Diferencias por costo amortizado</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
Impuestos diferidos activos						
Al 1 de enero de 2013	3,142	54,631	1,499	162	188	59,622
Cargo (abono) a resultados	<u>(191)</u>	<u>8,876</u>	<u>2,342</u>	<u>(162)</u>	<u>(188)</u>	<u>10,677</u>
Al 31 de diciembre de 2013	2,951	63,507	3,841	-	-	70,299
Cargo (abono) a resultados	<u>(176)</u>	<u>(1,881)</u>	<u>(2,443)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(4,500)</u>
Al 31 de diciembre de 2014	<u>2,775</u>	<u>61,626</u>	<u>1,398</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>65,799</u>

17 PATRIMONIO

a) Capital -

Al 31 de diciembre de 2014 el capital social está representado por 1,210,614,676 acciones comunes (145,001,000 acciones comunes al 31 de diciembre de 2013) de US\$1 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas.

Por acuerdo de Junta General de accionistas del 6 de enero de 2014, se acordó lo siguiente:

- Reversión a resultados acumulados del saldo de dividendos por pagar al 31 de diciembre de 2013 por US\$485,613,676 y su posterior capitalización;
- Aporte de capital por los anteriores accionistas: Petrobras de Valores Internacional de España S.L. y Petrobras International Braspetro B.V de US\$580,000,000, en función de su participación 99.79% y 0.21%, para prepagar el saldo de la deuda financiera.

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

<u>Participación Individual en el capital</u>	<u>Número de accionistas</u>	<u>Porcentaje total de participación</u>
Hasta 0.21	1	1
De 0.21 a 100	<u>1</u>	<u>99</u>
	<u>2</u>	<u>100.00</u>

b) Reserva legal -

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la reserva legal se constituye con la transferencia del 10% de la utilidad neta hasta alcanzar un monto equivalente al 20% del capital pagado. En ausencia de utilidades o de reservas de libre disposición la reserva legal debe ser aplicada a la compensación de pérdidas, debiendo ser repuesta con las utilidades de ejercicios subsiguientes. Esta reserva puede ser capitalizada siendo igualmente obligatoria su reposición.

18 SITUACION TRIBUTARIA

- a) De acuerdo con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, las empresas que realicen actividades de exploración y explotación de hidrocarburos a través de Contratos de Licencia de Explotación, Exploración y/o Servicios están obligados a llevar, para fines tributarios cuentas separadas por cada contrato con el propósito de preparar estados financieros individuales por lote. Asimismo, de acuerdo con lo permitido por la legislación vigente la Compañía mantiene sus registros contables oficiales en dólares estadounidenses.
- b) Los contratos de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos descritos en la Nota 1, incluye cláusulas de garantía y medidas de promoción a la inversión, por las que se garantiza la estabilidad tributaria, cambiaria y demás establecida en la Ley Orgánica de Hidrocarburos No.26221, de acuerdo con el régimen tributario vigente a la fecha de suscripción del contrato original.
- c) Los gastos de exploración y desarrollo así como las inversiones realizadas hasta la fecha en que se inicie la extracción comercial de hidrocarburos de los antes mencionado contratos de licencia, de exploración incluyendo el costo de los pozos, fueron acumulados en una cuenta cuyo monto será amortizado linealmente, deduciéndose en porciones iguales, durante un período no menor de cinco ejercicios anuales.

La Compañía no se encuentra afecta a los cambios referidos a la tasa de impuesto a la renta e impuesto a los dividendos, debido a que firmó Convenio de Estabilidad Tributaria con vigencia hasta el 20 de mayo de 2024 para el Lote X y 27 de enero del 2044 para el Lote 57 (Nota 1). La tasa del impuesto a la renta aplicable a la Compañía es de 30%.

Al 31 de diciembre el gasto por impuesto a la renta comprende:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Impuesto a la renta corriente	13,374	45,024
Ajuste	-	269
Impuesto al a renta diferido	<u>16,178</u>	<u>(18,168)</u>
	<u>29,552</u>	<u>27,125</u>

El impuesto a la renta del año difiere del monto teórico que hubiera resultado de aplicar la tasa del impuesto (30%) al resultado antes del impuesto a la renta, como sigue:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Utilidad antes del impuesto a renta	88,634	83,796
Impuesto a la renta	30%	30%
Impuesto a la renta teórico	26,590	25,139
Partidas permanentes	<u>2,962</u>	<u>1,986</u>
Impuesto a la renta del año (corriente diferido)	<u>29,552</u>	<u>27,125</u>

- d) La Administración Tributaria tiene la facultad de revisar y, de ser el caso, corregir el impuesto a la renta determinado por la Compañía en los cuatro últimos años, contados a partir del 1 de enero del año siguiente al de la presentación de la declaración jurada del impuesto correspondiente (años abiertos a fiscalización). Los años 2011 al 2014 están sujetos a fiscalización. Durante el año 2014, la Administración Tributaria fiscalizó el periodo 2010, el cual está en proceso de revisión y pendiente de recibir resultados.

Debido a que pueden producirse diferencias en la interpretación por parte de la Administración Tributaria sobre las normas aplicables a la Compañía, no es posible anticipar a la fecha si se producirán pasivos tributarios adicionales como resultados de eventuales revisiones. Cualquier impuesto adicional, multas e intereses, si se produjeran, serán reconocidos en los resultados del año en el que la diferencia de criterios con la Administración Tributaria se resuelva.

La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia como resultados de estas posibles revisiones.

19 VENTAS

Este rubro comprende:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Venta de petróleo	371,223	453,087
Venta de líquidos de gas natural	42,704	-
Venta de gas	15,569	16,527
	<u>429,496</u>	<u>469,614</u>

20 COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA

Este rubro comprende

	<u>Costo de ventas</u>		<u>Gastos administración</u>		<u>Gastos de exploración</u>		<u>Total</u>	
	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Regalías	153,308	196,769	-	-	-	-	153,308	196,769
Gastos de personal	4,951	7,117	14,965	17,806	4,607	8,449	24,523	33,372
Servicios prestados por terceros	66,461	38,828	4,598	5,607	8,161	15,755	79,220	60,190
Depreciación	64,199	53,998	10	10	388	404	64,587	54,412
Consumo de suministros	5,780	6,245	121	141	608	1,671	6,509	8,057
Compra de petróleo	4,712	5,122	-	-	-	-	4,712	5,122
Otros	200	44	229	482	375	134	804	659
Asignación Perupetro	-	-	(2,744)	(7,862)	2,744	7,862	-	-
	<u>299,611</u>	<u>308,123</u>	<u>17,179</u>	<u>16,184</u>	<u>16,883</u>	<u>34,275</u>	<u>333,673</u>	<u>358,581</u>

De acuerdo con el contrato de licencia del Lote X descrito en la Nota 1, la Compañía se obliga a pagar regalías quincenalmente a Perupetro S.A.

Al 31 de diciembre de 2014, la alícuota promedio aplicable para el pago de regalías por la producción de petróleo fue de 39.5% (42.9% para el año 2013) y la del gas fue una alícuota fija de 24.5% para los años 2014 y 2013, sobre la producción fiscalizada valorizada de gas natural asociado.

Los gastos de personal comprenden lo siguiente:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Remuneraciones	13,575	15,432
Gratificaciones	3,357	3,648
Compensación por tiempo de servicios	1,170	1,504
Aportes y Contribuciones	1,929	1,896
Participación de los trabajadores	2,346	7,974
Capacitación	311	402
Otros beneficios	1,835	2,516
	<u>24,523</u>	<u>33,372</u>

Los servicios prestados por terceros incluyen lo siguiente:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Servicios de contratistas	69,813	40,972
Mantenimiento y reparación	3,293	5,610
Honorarios	259	286
Estudios de sísmica 3D	289	3,475
Arrendamientos	1,522	2,046
Servicios de agua, luz y teléfono	269	3,314
Gastos geológicos y geofísicos	680	1,467
Gastos Ambientales	2,455	1,073
Otros	640	1,948
	<u>79,220</u>	<u>60,190</u>

La distribución de los gastos de exploración es la siguiente:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Lote 58	16,071	31,180
Lote 57	561	2,842
Lote 103	115	175
Lote 117	-	78
	<u>16,747</u>	<u>34,275</u>

21 OTROS INGRESOS Y GASTOS

Los otros ingresos y gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre comprenden las siguientes partidas:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Otros ingresos:		
Ingresos por servicios	569	3,535
Penalidades	128	118
Devolución de Make-up	5,846	-
Otros	1,267	258
	<u>7,810</u>	<u>3,911</u>

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Otros gastos:		
Provisión por taponamiento de pozos	587	(222)
Responsabilidad social	(1,137)	(1,071)
Impuesto a la renta asumida no domiciliados	(649)	(1,612)
Provisión por contingencias	(45)	(185)
Costo de servicios	-	(6,207)
Regularización del impuesto a la renta	(2,988)	(606)
Seguridad, medio ambiente y comunicación	(2,251)	(2,519)
Gasto operativos del lote 57	(3,830)	-
Costo neto de propiedades, planta y equipos	(10)	(4,858)
Otros	(2,401)	(2,822)
	<u>(12,724)</u>	<u>(20,102)</u>

22 INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

Los ingresos y gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre comprenden las siguientes partidas:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Ingresos financieros:		
Intereses bancarios	176	356
Ganancia por diferencia en cambio	<u>399</u>	<u>1,524</u>
	<u>575</u>	<u>1,880</u>
Gastos financieros:		
Intereses por préstamos	(1,196)	(11,822)
Perdida por diferencia en cambio	(1,636)	(537)
Otros	(154)	(566)
	<u>(2,986)</u>	<u>(12,925)</u>

23 ACUERDOS CONJUNTOS

Como se explica en la Nota 2, la Compañía posee una participación en los Consorcios adjudicatarios de las licencias para explotar los lotes 57 y 103, los cuales funcionan como una operación conjunta.

Los estados financieros de la Compañía incluyen su participación en los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo de los acuerdos conjuntos, según el porcentaje de participación que poseen el cual es 46.16% en el lote 57 y 30% en el lote 103 (hasta setiembre de 2014, fecha en la cual fue devuelto).

Los siguientes saldos representan la participación de la Compañía en los activos, pasivos, ingresos y gastos de los acuerdos conjuntos:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Activos:		
Activos no corrientes	428,578	343,908
Activos corrientes	<u>20,903</u>	<u>21,382</u>
	<u>449,481</u>	<u>365,290</u>
Pasivos:		
Pasivos corrientes	(442,526)	(368,189)
Activos (pasivos) netos	<u>6,955</u>	<u>(2,899)</u>

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Ingresos	53,513	-
Gastos	(36,318)	(3,095)
	<u>17,195</u>	<u>3,095</u>

24 EFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACION

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Utilidad del año	59,082	56,671
Ajustes por:		
Depreciación (Nota 12)	64,597	54,412
Impuesto diferido	16,178	(18,168)
Utilidad en venta de propiedad, planta y equipo	10	4,859
Otros	55	324
Variaciones netas en activos y pasivos:		
Cuentas por cobrar comerciales	9,255	8,193
Inversiones petroleras	(44,147)	(10,547)
Otras cuentas por cobrar	(9,597)	12,388
Existencias	(647)	5,052
Cuentas por pagar comerciales	27,438	(27,685)
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	(1,659)	373
Otras cuentas por pagar	(23,964)	19,720
	<u>96,601</u>	<u>105,592</u>

25 CONTINGENCIAS Y GARANTIAS

Al 31 de diciembre de 2014 la Compañía tiene las siguientes contingencias:

- a) El 29 de diciembre de 2005 y el 6 de enero de 2006, la Compañía recibió diversas Resoluciones de Determinación y Multas de la Municipalidad Distrital de Los Órganos y El Alto por supuestos montos impagos del Impuesto Predial por los años 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005, por un total aproximado de US\$16,597,263 que incluye impuesto, moras y multas.

La Compañía interpone recurso de nulidad ante el Tribunal Fiscal, revocando a través de la Resolución No.06488-7-2009, dichas resoluciones de la Municipalidad.

La Municipalidad, interpone demanda contenciosa administrativa contra el Tribunal Fiscal. Mediante Resolución No.11 del 18 de junio de 2010, la Sala puso en conocimiento de las partes, el Dictamen No.515-2010 emitido por la Primera Fiscalía Superior Civil del 11 de junio de 2010, en la cual, se opinó que la demanda deberá ser declarada infundada por la Sala.

- b) Como resultado de la revisión del ejercicio fiscal 2007 por distintos conceptos por parte de las autoridades tributarias, el 12 de abril de 2011 la SUNAT notificó a la Compañía mediante resolución de Determinación la reclamación por importe de US\$6,248,158.
- c) Debido al incumplimiento de las empresas Cosmos S.A., Skanska S.A. y otras empresas, la Compañía es solidariamente responsable de las obligaciones con sus trabajadores. A la fecha, las demandas de los ex trabajadores ascienden a US\$3.4 millones.
- d) La Compañía considera que otros litigios en curso correspondientes a procesos diversos podrían generar una reclamación no superior a los US\$811,064.

- e) Repsol Exploración Perú - Sucursal del Perú como operador del lote 57, mantiene un reclamo en un caso arbitral N° 2879-2014-CL iniciado por Latintecna S.A, sobre un supuesto incumplimiento de contrato "EPC Llave en Mano y Puesta en Marcha para el proyecto Kinteroni EPC # - Unidades 100 y 300 – Facilidades de Producción". El importe total reclamado es de US\$22,000,000. La Compañía como socio de este lote tiene una participación proporcional de 46.16 %, correspondiéndole US\$10,155,000 del importe en arbitraje.

En opinión de los asesores legales, en esta etapa de arbitraje, la contingencia a la fecha de los estados financieros es calificada como posible.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, existen suficientes argumentos que soportan su posición, por lo que, en su opinión, las contingencias expuestas deberían ser finalmente favorables para la Compañía, por lo que no ha contabilizado pasivo alguno.

Garantías -

Al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, la Compañía mantiene cartas fianza, emitidas por instituciones financieras locales que totalizan US\$1,600,000 y US\$2,073,000 que garantizan compromisos asumidos con terceros.

26 RESERVAS PROBADAS CERTIFICADAS

Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran con seguridad razonable que son recuperables de los reservorios conocidos bajo las condiciones económicas y operacionales actuales.

Las reservas probadas y desarrolladas son aquellas que se espera sean recuperadas a través de pozos existentes con equipo y métodos de operaciones existentes.

Al 1 de enero de 2015, las reservas probadas y desarrolladas determinadas por la gerencia técnica de la Compañía en el lote X, ascienden aproximadamente a 31.4 millones de barriles de petróleo y las reservas probadas y desarrolladas y no desarrolladas ascienden aproximadamente a 74.1 millones de barriles de petróleo (al 1 de enero de 2014, las reservas probadas y desarrolladas ascienden aproximadamente a 37.0 millones de barriles de petróleo y las reservas probadas y desarrolladas y no desarrolladas ascienden aproximadamente a 82.0 millones de barriles de petróleo).

Durante el año 2014, la Compañía ha producido aproximadamente 3.8 millones barriles de petróleo (aproximadamente 4.2 millones durante el año 2013), de las reservas probadas y desarrolladas.

Al 1 de enero de 2015, las reservas probadas y desarrolladas del Lote 57 determinadas por Repsol y CNPC Perú S.A., en la parte proporcional que corresponde a CNPC Perú S.A (46.16%) ascienden aproximadamente a 101.7 millones de barriles de petróleo equivalente (BOE) de líquidos y gas natural y las reservas probadas y desarrolladas y no desarrolladas ascienden aproximadamente a 151.4 millones de barriles de petróleo equivalente (BOE) de líquidos y gas natural.

Durante el año 2014, la Compañía ha producido aproximadamente 2.5 millones barriles de petróleo equivalente (BOE) de líquidos y gas natural.

27 EVENTOS POSTERIORES A LA FECHA DEL ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

Entre el 31 de diciembre de 2014 y la fecha de aprobación de los estados financieros por parte de la Gerencia, no han ocurrido eventos posteriores que requieran ser revelados en notas a los estados financieros.

Anexo I

CNPC PERU S.A.

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA POR LOTES

	<u>Lote X</u>	<u>Lote 57</u>	<u>Lote 58</u>	<u>Lote 103</u>	<u>Lote 117</u>	<u>Total</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Al 31 de diciembre de 2014						
Activo						
Activo corriente:						
Efectivo y equivalente de efectivo	60,237	7,109	-	-	-	67,346
Cuentas por cobrar comerciales	10,247	4,027	-	-	-	14,274
Otras cuentas por cobrar	14,712	9,666	360	102	-	24,840
Existencias	10,552	-	261	-	-	10,813
Gastos contratados por anticipado	27	-	-	-	-	27
Cuentas por cobrar - lotes	863,282	-	-	-	-	863,282
Total activo corriente	959,057	20,802	621	102	-	980,582
Activo fijo, neto						
Intangibles	539,450	373,884	434,730	-	-	1,348,064
Otros activos	199	-	-	-	-	199
Total activo	1,498,706	449,380	435,351	102	-	2,383,539
Pasivo y patrimonio						
Pasivo corriente:						
Cuentas por pagar comerciales	8,921	59,011	1,667	15	-	69,614
Impuestos y contribuciones	3,718	1,079	101	-	-	4,898
Remuneraciones y participaciones por pagar	3,669	-	296	-	-	3,965
Provisiones	2,043	-	-	-	-	2,043
Otras cuentas por pagar Lote X	-	381,614	480,860	671	137	863,282
Ganancias Diferidas	3,225	-	-	-	-	3,225
Parte corriente de obligaciones financieras a largo plazo	74	-	-	-	-	74
Total pasivo corriente	21,650	441,704	482,924	686	137	947,101
Otras cuentas por pagar a largo plazo	9,250	-	-	-	-	9,250
Impuesto a la renta diferido	80,290	-	-	-	-	80,290
Total pasivo	111,190	441,704	482,924	686	137	1,036,641
Patrimonio:						
Capital	1,210,615	-	-	-	-	1,210,615
Reserva legal	30,353	(740)	(302)	(294)	-	29,017
Resultados acumulados	146,548	8,416	(47,271)	(290)	(137)	107,266
Total patrimonio	1,387,516	7,676	(47,573)	(584)	(137)	1,346,898
Total pasivo y patrimonio	1,498,706	449,380	435,351	102	-	2,383,539

Anexo I

CNPC PERU S.A.

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA POR LOTES

	<u>Lote X</u>	<u>Lote 57</u>	<u>Lote 58</u>	<u>Lote 103</u>	<u>Lote 117</u>	<u>Total</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Al 31 de diciembre de 2013						
Activo						
Activo corriente:						
Efectivo y equivalente de efectivo	27,805	-	-	-	-	27,805
Cuentas por cobrar	23,528	-	-	-	-	23,528
Inversiones Petrolera	-	10,547	-	-	-	10,547
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1	-	-	-	-	1
Otras cuentas por cobrar	2,418	10,723	1,814	70	42	15,067
Existencias	10,081	-	86	-	-	10,167
Gastos contratados por anticipado	153	-	49	-	-	202
Cuentas por cobrar - lotes	810,659	-	-	-	-	810,659
Total activo corriente	874,645	21,270	1,949	70	42	897,976
Activo fijo, neto						
Intangibles	589,407	343,908	435,727	-	-	1,369,042
	45	-	-	-	-	45
Total activo	1,464,097	365,178	437,676	70	42	2,267,063
Pasivo y patrimonio neto						
Pasivo corriente:						
Cuentas por pagar comerciales	15,873	11,392	14,897	14	-	42,176
Otras cuentas por pagar afiliadas	1,658	-	1	-	-	1,659
Otras cuentas por Pagar	29,197	-	274	-	-	29,471
Otras cuentas por pagar Lote X	-	356,122	453,876	524	137	810,659
Parte corriente de obligaciones financieras a corto plazo	583,498	-	-	-	-	583,498
Ganancias Diferidas	7,848	-	-	-	-	7,848
Dividendos por Pagar	485,614	-	-	-	-	485,614
Total pasivo corriente	1,123,688	367,514	469,048	538	137	1,960,925
Obligaciones financieras a largo plazo	83	-	-	-	-	83
Otras cuentas por pagar a largo plazo	9,837	-	-	-	-	9,837
Pasivo diferido por impuesto a la renta	64,112	-	-	-	-	134,411
Total pasivo	1,197,720	367,514	469,048	538	137	2,105,256
Patrimonio:						
Capital	145,001	-	-	-	-	145,001
Reserva legal	30,353	(740)	(302)	(294)	(17)	29,000
Resultados acumulados	91,023	(1,596)	(31,070)	(174)	(78)	58,105
Total patrimonio	266,377	(2,336)	(31,372)	(468)	(95)	232,106
Total pasivo y patrimonio	1,464,097	365,178	437,676	70	42	2,337,362

Anexo II

CNPC PERU S.A.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES POR LOTE

	<u>Lote X</u>	<u>Lote 57</u>	<u>Lote 58</u>	<u>Lote 103</u>	<u>Lote 117</u>	<u>Total</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2014						
Ventas netas	379,700	49,796	-	-	-	429,496
Costo de ventas	<u>(264,106)</u>	<u>(35,505)</u>	-	-	-	<u>(299,611)</u>
Utilidad Bruta	115,594	14,291	-	-	-	129,885
Gastos de administración	(17,179)	-	-	-	-	(17,179)
Gastos de exploración	-	(561)	(16,071)	(115)	(137)	(16,884)
Utilidad (pérdida) de operaciones	<u>98,415</u>	<u>13,730</u>	<u>(16,071)</u>	<u>(115)</u>	<u>(137)</u>	<u>169,256</u>
Otros ingresos (gastos):						
Ingresos (gastos) financieros, neto	(2,410)	-	-	-	-	(2,410)
Otros gastos, neto	<u>(930)</u>	<u>(3,717)</u>	<u>(131)</u>	-	-	<u>(4,778)</u>
	<u>(3,340)</u>	<u>(3,717)</u>	<u>(131)</u>	-	-	<u>(7,188)</u>
Utilidad (pérdida) antes de impuesto a la renta	95,075	10,013	(16,202)	(115)	(137)	88,634
Impuesto a la renta corriente	(13,374)	-	-	-	-	(13,374)
Impuesto a la renta diferido	<u>(16,178)</u>	-	-	-	-	<u>(16,178)</u>
Utilidad del año	<u>65,523</u>	<u>10,013</u>	<u>(16,202)</u>	<u>(115)</u>	<u>(137)</u>	<u>59,082</u>

Anexo II

CNPC PERU S.A.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES POR LOTE

	<u>Lote X</u>	<u>Lote 57</u>	<u>Lote 58</u>	<u>Lote 103</u>	<u>Lote 117</u>	<u>Total</u>
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013						
Ventas netas	469,614	-	-	-	-	469,614
Costo de ventas	(308,123)	-	-	-	-	(308,123)
Utilidad Bruta	161,491	-	-	-	-	161,491
Gastos de administración	(16,184)	-	-	-	-	(16,184)
Gastos de exploración	0	(2,842)	(31,180)	(175)	(78)	(34,275)
Otros ingresos	3,665	-	246	-	-	3,911
Otros egresos	(19,961)	-	(141)	-	-	(20,102)
Utilidad (pérdida) de operaciones	129,011	(2,842)	(31,075)	(175)	(78)	94,841
Financieros:						
Ingresos financieros	1,880	-	-	-	-	1,880
Gastos financieros	(12,925)	-	-	-	-	(12,925)
Utilidad (pérdida) antes de impuesto a la renta	117,966	(2,842)	(31,075)	(175)	(78)	83,796
Impuesto a la renta corriente	(45,024)	-	-	-	-	(45,024)
Impuesto a la renta diferido	17,899	-	-	-	-	17,899
Utilidad del año	90,841	(2,842)	(31,075)	(175)	(78)	56,671