

MEMORIA ANUAL 2011



PETROPERU



ÍNDICE

PRESENTACIÓN DEL PRESIDENTE DE DIRECTORIO	6
1. NUESTRA EMPRESA	12
2. HECHOS PRINCIPALES	32
3. ENTORNO NACIONAL E INTERNACIONAL	38
4. RESULTADOS OPERATIVOS	44
5. INVERSIONES	52
6. ÉTICA Y RESPONSABILIDAD SOCIAL	60
7. RECURSOS HUMANOS	68
8. DESARROLLO SOSTENIBLE	72
9. LOGÍSTICA Y SERVICIOS GENERALES	76
10. RESULTADOS ECONÓMICOS-FINANCIEROS	80
11. INGRESOS GENERADOS PARA EL ESTADO	88
12. GOBIERNO CORPORATIVO	92
13. ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS	152

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

El presente documento contiene información veraz y suficiente respecto al desarrollo del negocio de PETRÓLEOS DEL PERÚ-PETROPERÚ S.A. (PETROPERÚ S.A.) durante el 2011. Sin perjuicio de la responsabilidad que compete al emisor, el firmante se responsabiliza por su contenido conforme con las disposiciones legales aplicables.

Ing. Humberto Campodónico Sánchez
Presidente del Directorio
Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A.

Lima, marzo del 2012



PRESENTACIÓN DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

Estimados señores miembros de la Junta General de Accionistas de PETROPERÚ S.A.:

En agosto del 2011 asumimos la presidencia del Directorio de PETROPERÚ S.A. con un mandato técnico-político que nos encargó el gobierno entrante del presidente Ollanta Humala.

Este mandato tiene por objetivo apoyarse en los logros de la empresa en los últimos años para, a partir de allí, poner en marcha políticas que permitan que PETROPERÚ S.A. vuelva a intervenir en todas las fases de la cadena productiva de la industria hidrocarburífera, con especial énfasis en la producción de petróleo, actividad que la empresa no realiza desde 1996, año en que fueron privatizados sus lotes petroleros. Esa actividad nos permitirá captar la renta petrolera, factor clave para el crecimiento de nuestra empresa, así como para nuestra contribución con el desarrollo del país.

Asimismo, nuestro mandato continuará la política de fortalecimiento empresarial, tanto en las actividades operativas como en la gestión y el desarrollo institucional, que se basa en las políticas de buen gobierno corporativo (adoptadas por el Directorio en el 2010). Esas políticas no solo contribuirán a desarrollar una gestión más transparente, sino que permitirían también generar la confianza de los acreedores y futuros inversionistas de la empresa.

De este modo, el Directorio se propone continuar con el desarrollo y la consolidación de una empresa moderna, eficiente, integrada y socialmente responsable que forme parte de una política energética nacional de mayor alcance.

En el 2011, nuestra empresa se consolidó como líder del mercado de combustibles y derivados de los hidrocarburos en el país, al atender las necesidades energéticas del mercado nacional. Este posicionamiento constituye un punto de partida que nos proponemos mantener sobre la base de la experiencia y logros alcanzados, de manera que podamos enfrentar exitosamente los nuevos mandatos y desafíos que imponen a la compañía una contribución mayor con el desarrollo nacional.

En febrero del 2011, durante la gestión del anterior Directorio, se aprobó el nuevo Plan Estratégico 2011-2025 de PETROPERÚ S.A., en el cual se formula el futuro de la empresa y los nuevos retos de largo plazo, como la integración vertical hacia la exploración/producción, la modernización de la refinación y el transporte de crudo pesado y liviano, el fortalecimiento de las operaciones comerciales, la incursión en nuevos negocios, como las estaciones de servicio, la petroquímica, la cogeneración y biocombustibles.



Es importante señalar con especial énfasis que esta administración otorgará una prioridad determinante al Proyecto Modernización de Refinería Talara (PMRT), iniciado en el 2006 con el objetivo de configurar los procesos que permitan producir combustibles de acuerdo con las nuevas especificaciones y normas vigentes.

Así, la Refinería Talara se adecuará a los estándares ambientales internacionales, por lo que producirá combustibles más limpios y amigables con el entorno, lo cual supone ampliar y modernizar las unidades existentes e instalar nuevas unidades de procesos, servicios auxiliares y facilidades, orientadas a mejorar la calidad de los productos combustibles, lo que incrementará la capacidad de producción de la refinería de 65 a 95 MBD, y permitirá el procesamiento de crudos pesados. La meta será reducir el contenido de azufre a menos de 50 ppm¹.

Un segundo proyecto relevante es la vuelta de la empresa a la exploración y producción de petróleo –como ya se ha señalado–, lo que constituye el núcleo de la actividad petrolera. Un hito importante en este camino ha sido la promulgación del Decreto Supremo N° 001-2012-EM, del 2 de enero del 2012, nuevo Reglamento de Calificación de Empresas Petroleras, que establece que pueden calificar aquellas empresas que hayan celebrado por lo menos un contrato con el Estado y que hayan desarrollado actividades de hidrocarburos de manera ininterrumpida los últimos 10 años, requisitos que cumple PETROPERÚ. Esta vuelta al *upstream* debiera materializarse en el 2012, en aquellos lotes petroleros cuyos contratos terminan en el periodo 2013-2016. Nuestra empresa está coordinando con Perupetro y el Ministerio de Energía y Minas las modalidades específicas que nos permitan alcanzar este objetivo.

Especial importancia tiene la participación de PETROPERÚ S.A. en el Gasoducto Sur Andino, establecida por la Ley N° 29817 del 21 de diciembre del 2011, que declara ese gasoducto –así como la creación de un polo

industrial petroquímico– de necesidad pública e interés nacional. La Ley N° 29817 dispone que sea el Ministerio de Economía y Finanzas, a través de Cofide, el que structure la participación de PETROPERÚ S.A. en ese proyecto. De esta manera, PETROPERÚ S.A. formaría parte de un proyecto de trascendencia nacional que tiene entre sus objetivos promover el desarrollo del sur del país, acrecentar la seguridad energética, la masificación del gas natural y el desarrollo de un polo petroquímico basado principalmente en el etano.

El transporte de crudos pesados por el Oleoducto Norperuano es también una prioridad para PETROPERÚ S.A. Su objetivo es permitir el transporte de crudos pesados de la Cuenca del Marañón y potenciar el negocio de transporte de petróleo crudo, a fin de incrementar la capacidad utilizada, y con ello su rentabilidad. El desarrollo de este proyecto está planificado en dos etapas. Al cierre del 2011 se tiene ejecutado el Estudio de la Ingeniería Básica de la primera etapa del proyecto y se está desarrollando el Estudio de Plan de Manejo Ambiental para esa etapa, que se estima terminar en el primer semestre del 2012.

Por otro lado, se produjeron también importantes mejoras en nuestras operaciones. Así, en la Refinería Talara se incrementó la producción de destilados medios, al minimizar la producción de nafta liviana y residual primario, así como maximizar el procesamiento de residual primario en la Unidad de Destilación al Vacío y la extracción de aceite cíclico ligero en la Unidad de Craqueo Catalítico. En la Refinería Conchán se empezó a utilizar el gas natural en hornos y calderos, en reemplazo del residual, culminado con el proyecto que comprendía la construcción de la red de distribución interna de gas natural y la adecuación de los calderos con quemadores duales para uso de residual y gas natural. Adicionalmente, se mejoró el equipamiento de los laboratorios y se efectuó con éxito el mantenimiento programado en las refinerías Talara, Iquitos y El Milagro.

El desarrollo de las operaciones ha incluido un conjunto de acciones de responsabilidad social. Se han establecido y mantenido relaciones de asistencia y colaboración con comunidades y organizaciones sociales representativas, a fin de lograr una mayor y mejor integración con la población impactada por la empresa. Asimismo, los nuevos proyectos que se desarrollan incorporan acciones de responsabilidad social, a fin de generar efectos positivos en las poblaciones y en el entorno.

En cuanto a los resultados operativos, durante el 2011 las ventas de PETROPERÚ S.A. ascendieron a 92.9 MB/DC, que representan un incremento del 4% respecto al 2010, explicado por el mayor volumen comercializado de gasolinas y Diésel B5 en el sector vehicular, especialmente a través de la cadena Petrored y los grifos independientes, así como la mayor demanda de petróleos industriales, principalmente por el aumento del consumo de los clientes del sector pesquero. La participación de la empresa en

¹ppm: partes por millón.

el mercado de combustibles alcanzó el 47%, mientras que la cadena de estaciones de servicio Petrored finalizó el año con 523 afiliados y un volumen promedio anual de 16.7 MB/DC, superior en 7% al del año anterior. En el ejercicio del 2011, PETROPERÚ S.A. generó ingresos por venta de productos y servicios por S/.13,577 millones, incluidas las compensaciones del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). Los ingresos unitarios por barril vendido superaron a los registrados en el 2010, explicado por el nivel de precios.

La mayor demanda de combustibles en el mercado interno originó menores excedentes para la exportación; tal es así que durante el 2011 el volumen exportado de nafta virgen solo alcanzó los 1,065 MB, lo que resultó en una reducción de 12% en nuestras exportaciones respecto al 2010. También como consecuencia de la mayor demanda interna se efectuaron mayores importaciones, principalmente de petróleo crudo, Diésel 2 y Biodiésel B100, lo que originó un incremento de 13% respecto al 2010. Las mayores ventas unidas al incremento de precios implicaron que los ingresos superaran a los registrados en el 2010. El mayor aumento se presentó en los destilados medios y los petróleos industriales, seguidos de las gasolinas y del GLP.

Estos resultados vinieron acompañados de importantes reconocimientos que ratificaron una orientación hacia la mejora continua en los procesos de la empresa. En el 2011, PETROPERÚ S.A. obtuvo la certificación internacional ISO 9001:2008 para el proceso de exportación de nafta virgen y petróleos industriales desde Operaciones Talara. Igualmente, en diferentes operaciones se llevaron a cabo auditorías de seguimiento al Sistema Integrado de Gestión (SIG), con resultados exitosos.

La Refinería Talara, por su parte, también obtuvo la Medalla de Plata a la Calidad, en concurso otorgado por la Sociedad Nacional de Industrias. Además, la clasificadora de riesgo Equilibrium S.A. otorgó a PETROPERÚ S.A. la clasificación de riesgo AA+.pe, que refleja una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y las condiciones pactados. Asimismo se obtuvieron refrendas anuales de la Autoridad Portuaria Nacional.

Durante el ejercicio 2011, PETROPERÚ S.A. generó utilidades operativas y netas de S/.721.7 y S/.532.6 millones, respectivamente, además de un saldo final de caja de S/.157.3 millones. Es importante precisar que esos resultados serán fuente de fondos para cubrir parte de las inversiones relacionadas a la incorporación al *upstream* y la modernización de las operaciones.

Esta ganancia se originó por la realización de inventarios de productos a precios favorables, como resultado de una agresiva política comercial que, si bien afectó moderadamente el margen bruto, permitió elevar el volumen de ventas del 2010 al 2011 de 37.3 millones a 38.4 millones de barriles, así como la ganancia por diferencia de cambio registrada al cierre del ejercicio.

Es importante considerar que durante el 2011, el precio del crudo WTI se mostró volátil. La tendencia ascendente presentada entre enero y abril lo llevó a alcanzar su máximo valor, como reflejo de las tensiones políticas registradas en el Medio Oriente y en el norte de África. A partir de entonces, el precio se redujo hasta fines de junio, como producto de la crisis de la deuda soberana de Grecia y sus posibilidades de contagio a la región europea, así como la incertidumbre respecto a la recuperación económica de Estados Unidos.

Para finalizar deseo expresar mi sincero agradecimiento a los miembros del Directorio, por su invaluable y permanente respaldo. Así también mi profundo reconocimiento al esfuerzo, a la dedicación y al profesionalismo de todos los trabajadores de PETROPERÚ S.A., que posibilitan que cada año se cumplan los objetivos de crecimiento institucional, lo que evidencia el compromiso de la empresa con el desarrollo del país.

Ing. Humberto Campodónico Sánchez
Presidente del Directorio
Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A.



1 NUESTRA EMPRESA



1.1 Denominación y dirección

La denominación de la empresa es PETRÓLEOS DEL PERÚ-PETROPERÚ S.A.

Las oficinas administrativas se ubican en Av. Enrique Canaval Moreyra 150, San Isidro, Lima, Perú. Los números de sus centrales telefónicas son (511) 614 5000 y 630 4000, fax: (511) 442 5311.

1.2 Constitución y capital social

PETROPERÚ S.A. se constituyó mediante escritura pública el 29 de diciembre de 1981, otorgada ante el notario doctor Ricardo Fernandini Arana, según lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 034-81-EM/DGM. Se encuentra inscrita en el asiento A1 de la Ficha N° 38674, continuada en la Partida Electrónica N° 11014754 del Registro de Personas Jurídicas de Lima.

Mediante Junta General de Accionistas celebrada el 30 de setiembre del 2011, se aumentó su capital social de S/.1,094'676,719.00 a la suma de S/.1,371'865,799.00.

Ese aumento, que está actualmente en trámite de inscripción registral, modificó la conformación de las acciones de la siguiente forma (en número de acciones):

Clase A	1,097'492,639
Clase B	274'373,160
Total	1,371'865,799

El Estado es el propietario del 100% de las acciones. Cada acción tiene un valor nominal de 1.00 nuevo sol. Todas las acciones están totalmente suscritas y pagadas.

Acciones con derecho a voto

Tenencia	Número de accionistas	Porcentaje de participación
Menor al 1%	-	-
Entre 1% - 5%	-	-
Entre 5% -10%	-	-
Mayor al 10%	1,371'865,799	100%
Total	1,371'865,799	100%

1.3 Objeto social

PETROPERÚ S.A. es una empresa estatal de derecho privado del sector Energía y Minas, cuyo objeto social es llevar a cabo las actividades de hidrocarburos que establece la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, en todas las fases de la industria y comercio de los hidrocarburos, incluidos sus derivados, la industria petroquímica básica e intermedia, y otras formas de energía.

El nuevo Estatuto social de PETROPERÚ S.A. fue aprobado por la Junta General de Accionistas el 18 de octubre del 2010. Conforme con su Estatuto Social, PETROPERÚ S.A. tiene por objetivo llevar a cabo actividades de acuerdo con lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

En el ejercicio de su objeto social, PETROPERÚ S.A. actúa con plena autonomía económica, financiera y administrativa, y de acuerdo con los objetivos, las políticas y las estrategias aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas. Además puede hacer y celebrar toda clase de actos, contratos y regirse en sus operaciones de comercio exterior, por los usos y las costumbres del comercio internacional y por las normas del derecho internacional y la industria de hidrocarburos generalmente aceptadas.

1.4 Descripción de operaciones y desarrollo

El giro de PETROPERÚ S.A. corresponde al grupo 23208 de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU). Fue creada por Decreto Ley N° 17753 el 24 de julio de 1969. Se rige por su ley aprobada el 4 de marzo de 1981 mediante Decreto Legislativo N° 43, modificada por la Ley N° 26224 del 23 de agosto de 1993 y demás normas modificatorias. Estas leyes norman la actividad económica, financiera y laboral de la empresa, así como la relación con los diversos niveles de gobierno y regímenes administrativos.

En 1991 el Comité Especial de Privatización (Cepri) y el Directorio de la empresa ejecutaron un plan de racionalización y redimensionamiento, en un régimen de libre competencia en el sector de hidrocarburos, por lo que se decidió poner fuera de servicio las plantas petroquímicas. Asimismo, se promulgaron disposiciones legales para iniciar el proceso de privatización de la empresa, y se vendieron las unidades de negocio de explotación y producción, perforación/servicio de pozos, transporte marítimo, lubricantes, gas y estaciones de servicio, y se establecieron además contratos de operación de los terminales y plantas de ventas.

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

El 23 de julio del 2006, el Congreso de la República promulgó la Ley N° 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A., que tiene por objetivo brindar una mayor autonomía a la empresa en el desarrollo de sus actividades, excluyéndola del ámbito del Fonafe, de las normas y reglamentos del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP); así como del proceso de promoción de la inversión privada de las empresas del Estado. Asimismo, la referida ley se orienta a dinamizar los procesos de adquisiciones y contrataciones en coordinación con el Consucode, hoy Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado (OSCE).

El 20 de diciembre del 2007 se promulgó la Ley N° 29163, Ley de Promoción para el Desarrollo de la Industria Petroquímica, que en su artículo 10° ordena sustituir el primer párrafo del artículo 3° del Decreto Legislativo N° 43, modificado por la Ley N° 28840, con el siguiente texto:

Artículo 3°. *El objeto social de PETROPERÚ S.A. es llevar a cabo las actividades de hidrocarburos que establece la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, en todas las fases de la industria y comercio de los hidrocarburos, incluyendo sus derivados, la Industria Petroquímica Básica e Intermedia y otras formas de energía.*

Por otro lado, desde la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1031, que promueve la eficiencia de la actividad empresarial del Estado, PETROPERÚ S.A. cumplió con lo dispuesto por el artículo 12° de esa norma y registró el 20% de su capital social en el Registro Público del Mercado de Valores; consecuentemente, actualmente está sujeta a las disposiciones que emite la Superintendencia del Mercado de Valores (antes Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores-Conasev).

Asimismo, la Ley N° 29817 autoriza a transferir hasta un 20% de las acciones representativas del capital social de la empresa.

La duración de la empresa es indeterminada.

Para el desarrollo de sus actividades, PETROPERÚ S.A. cuenta con diversas autorizaciones, licencias y permisos, entre los cuales están:

- Autorización y registro para desarrollar actividades de refinación.
- Constancia de Registro en la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), como distribuidor mayorista de combustibles líquidos, otorgada por el Ministerio de Energía y Minas.
- Ficha de registro como comercializador de combustibles de aviación, otorgada por Osinergmin.
- Ficha de registro de comercializador de combustibles para embarcaciones, otorgada por Osinergmin.

- Contrato de concesión definitiva para el transporte de líquidos por el Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte, suscrito con la DGH.
- Autorización sanitaria de vertimiento de efluentes otorgada por el Ministerio de Salud.
- Autorizaciones para uso del área acuática otorgadas por la Dirección de Capitanía de Puertos.
- Licencias portuarias otorgadas por la Autoridad Portuaria Nacional.
- Autorización de vertimientos de aguas residuales tratadas otorgada por la Autoridad Nacional del Agua.
- Certificado de Usuario de Insumos Químicos y Productos Fiscalizados otorgado por la Dirección Antidrogas de la Policía Nacional del Perú.
- Certificado IQPF del Ministerio del Interior-Divandro.
- Constancia de inscripción en el Registro Nacional de Control y Fiscalización del Alcohol Metílico otorgado por el Ministerio de la Producción.
- Inscripción de los establecimientos que realizan actividades con alcohol metílico, ante el Registro Nacional de Control y Fiscalización de Alcohol Metílico, administrado por el Ministerio de la Producción.
- Licencias de funcionamiento de cada uno de los establecimientos comerciales y oficinas administrativas.

Operaciones

PETROPERÚ S.A. es la empresa con mayor participación en el mercado interno de combustibles. Las actividades que desarrolla son:

Actividad	Infraestructura
Transporte de petróleo	Oleoducto Norperuano
	Flota marítima y fluvial contratada
Refinación de petróleo	Refinerías Talara, Conchán, Iquitos, El Milagro
	Refinería Pucallpa (en alquiler)
Distribución	Flota marítima y fluvial contratada
	Flota de camiones tanque y tren contratada
Comercialización de productos combustibles y derivados del petróleo	A nivel nacional, a través de plantas de venta propias, concesionadas y estaciones de servicio identificadas con la marca PETROPERÚ S.A. (Petrored).

En el rubro de refinación de petróleo crudo, la competencia está integrada por Refinería La Pampilla S.A.A., Refinería Pucallpa de propiedad de PETROPERÚ S.A. y arrendada a Maple Gas Corporation, así como refinería Shiviayacu, de propiedad de Pluspetrol Peru Corporation S.A.

En lo referente a la comercialización de combustibles, además de las dos primeras empresas mencionadas, intervienen diversos comercializadores mayoristas que se abastecen tanto de Refinería La Pampilla S.A.A., de PETROPERÚ S.A. y de las importaciones.

En lo que respecta a PETROPERÚ S.A., comercializa los siguientes combustibles de acuerdo con las normas técnicas de calidad nacional e internacional vigentes:

- Uso doméstico: gas licuado de petróleo (GLP).
- Uso en transporte terrestre: GLP, Diésel B5, gasolinas de 84, 90, 95 y 97 octanos, gasoholes de 84, 90, 95 y 97 octanos.
- Uso en transporte aéreo: Turbo A1, Gasolina 100 LL.
- Uso en transporte marítimo: búnkeres, diésel marino (MGO).
- Uso industrial: Diésel B5, Petróleo Industrial N° 6, Petróleo Industrial N° 500.
- Otros usos: solventes y asfaltos.

Principales activos

PETROPERÚ S.A. cuenta con cinco refinerías, de las cuales opera cuatro:

- **Refinería Talara:** integrada por la Unidad de Destilación Primaria, el Complejo de Craqueo Catalítico (conformado por las unidades de Vacío, Craqueo Catalítico, Recuperación de Gases y Merox, así como la Planta de Tratamiento y Caldero CO), el Terminal Multiproductos y el amarradero, así como otras plantas y sistemas.
- **Refinería Conchán:** conformada por una Unidad de Destilación Primaria, una Unidad de Destilación al Vacío y el amarradero submarino, además de otras facilidades.
- **Refinería Iquitos:** consta de una Unidad de Destilación Primaria, Unidad Merox, muelles para descarga de crudo y productos, poliducto para transportar productos y otras facilidades.
- **Refinería El Milagro:** cuenta con una Unidad de Destilación Primaria y facilidades adicionales.

La Refinería Pucallpa está arrendada a Maple Gas Corporation.

Asimismo, entre sus activos está el Oleoducto Norperuano, que se extiende desde la Estación 1 ubicada en San José de Saramuro, hasta el Terminal Bayóvar, en la costa de Piura. En la Estación 5 localizada en Morona se le une el Ramal Norte, que se origina en Andoas (Loreto).

Adicionalmente, PETROPERÚ S.A. posee la propiedad de los terminales del Norte, Centro y Sur, los que están ocupados por proveedores mediante contratos de operación hasta el año 2014, plantas del centro, plantas aeropuerto y otras instalaciones.

1.5 Procesos judiciales, administrativos o arbitrales

PETROPERÚ S.A. tiene algunos procesos contenciosos vinculados con sus actividades.

Se inició una acción de amparo con el objeto de dejar sin efecto los alcances de la Resolución Directoral N° 075-2010-EM/DGH, la cual ordenó que se apliquen factores de aportación y compensación distintos de los que ya habían sido aprobados por la DGH en el periodo comprendido entre el 19 de agosto del 2008 y el 23 de abril del 2010 para el FEPC, lo que es inconstitucional y genera una menor devolución a PETROPERÚ S.A., de los montos que le correspondían en ese fondo. Al 31 de diciembre del 2011, el proceso está pendiente de resolución respecto a las excepciones a la demanda planteada por el MEM.

La resolución de cobranza coactiva de la Sunat, por la supuesta deuda relacionada al Impuesto Selectivo al Consumo no pagado por PETROPERÚ S.A. en las declaraciones únicas de aduanas durante el 2003, y sanción de multa por efectuar la incorrecta asignación de partida arancelaria en las referidas declaraciones, fue impugnada por PETROPERÚ S.A. a través de una demanda contencioso-administrativa, con argumentos legales para desvirtuar su posición. La demanda está pendiente de resolución.

Mediante Resolución del Tribunal Fiscal N° 16666-3-2011 se confirmó la posición de la Sunat respecto al reparo tributario en materia del impuesto selectivo al consumo, en la venta de combustible Turbo A1 a empresas que no eran de aviación. Este reparo tributario será materia de una demanda contencioso-administrativa, ante el Poder Judicial, a efectos de que se declare la nulidad y/o ineficacia de la mencionada resolución, pues se considera que existen argumentos legales suficientes para desvirtuar la posición de la administración tributaria.



1.6 Directorio

Al inicio del 2011, el Directorio estaba integrado de la siguiente forma:

Luis Rebolledo Soberón	Presidente del Directorio
Miguel Atala Herrera	Director, Vicepresidente del Directorio
José Carlos Robles Freyre	Director
Rosa María Ortiz Ríos	Director
Francisco José García Calderón Portugal	Director
Juan Grimaldo Córdova	Director representante de los trabajadores

Posteriormente al cambio de gobierno, los directores presentaron su renuncia, con excepción del señor Juan Grimaldo Córdova, quien participó hasta la sesión de Directorio de fecha 19 de agosto del 2011. Fue reemplazado por el señor Juan Manuel Castillo More, por elección de los trabajadores, lo que se formalizó en la sesión de Junta General de Accionistas del 5 de setiembre del 2011.

El nuevo Directorio de PETROPERÚ S.A. fue designado por la Junta General de Accionistas del 8 de agosto del 2011. A su vez, el Directorio en sesión

del 19 de agosto del 2011 designó como Vicepresidente al señor Fernando Rafael Sánchez Albavera.

Cabe precisar que el señor José Carlos Robles Freyre formó parte de este Directorio hasta el 14 de setiembre del 2011, cuando presentó su renuncia.

La conformación del Directorio es la siguiente:

Humberto Campodónico Sánchez	Presidente del Directorio
Fernando Sánchez Albavera	Director, Vicepresidente del Directorio
Ramiro Portocarrero Lanatta	Director
Germán Alarco Tosoni	Director
Juan Castillo More	Director representante de los trabajadores

Humberto Campodónico Sánchez

Ingeniero industrial por la Universidad Nacional de Ingeniería. Magíster en Economía del Desarrollo por la Universidad de París I (Panteón-Sorbona). Fue Decano de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos; Director de la Unidad de Posgrado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos; investigador principal del Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo (Desco). Asimismo se ha desempeñado como Asesor Regional en minería y energía de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Naciones Unidas; Consultor de la Comunidad Andina; Consultor de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD); Consultor del Banco Mundial; Catedrático e investigador de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y Catedrático del Instituto de Gobierno de la Universidad de San Martín de Porres.

Fernando Sánchez Albavera

Licenciado en Economía y Administración de Empresas en la Universidad de Lima, Máster de la Escuela de Gobierno de la Universidad de Harvard de Estados Unidos. Ha realizado una Maestría en Planificación del Desarrollo en la Escuela Superior de Administración Pública, posee un diploma en Desarrollo Económico de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y es profesor honorario de la Universidad Nacional de Ingeniería y de la Universidad Ricardo Palma. Se ha desempeñado como Director Ejecutivo (CEO) de Barrick Pueblo Viejo Dominicana Corporation, Director de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL de las Naciones Unidas, Director del Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES) de las Naciones Unidas y Asesor regional en Minería y Energía de la CEPAL. Asimismo, fue Ministro de Energía y Minas y diputado del Congreso Nacional del Perú.

Ramiro Portocarrero Lanatta

Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y Magíster en Derecho de los Contratos por la Università degli Studi di Roma Tor Vergata. Becado por la PUCP y la Unión Europea. Cursos de posgrado en el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires, Argentina. Se ha desempeñado como asociado del Estudio Monroy Abogados, asociado del Estudio Benites, Forno & Ugaz y asociado senior del Estudio Miranda & Amado Abogados. Fue profesor del postítulo en Derecho Procesal Civil y en temas de Derecho Civil Patrimonial en la PUCP. Actualmente es profesor de la Universidad de Lima en Derecho Procesal Civil, profesor de la Maestría en Regulación de los Servicios Públicos de la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas y socio del Estudio Ferrero Abogados.

Germán Alarco Tosoni

Licenciado en Economía de la Universidad del Pacífico y Magíster en Economía del Centro de Investigación y Docencia Económica, A.C. (CIDE), México. Se ha desempeñado como Director General de Asuntos Económicos, Viceministro de Economía y asesor del Ministro de Economía y Finanzas; Oficial de asuntos económicos (P-5) en la División de Estadísticas y Proyecciones de la CEPAL-Naciones Unidas; Director de análisis económico y tarifas, Gerente de estudios financieros y Coordinador de las administraciones portuarias integrales del Pacífico Norte y Centro; Asesor del Secretario de Energía de México, Director de Balances y Anuarios de la Secretaría de Energía, asesor del Director Corporativo de Planeación Estratégica en Pemex; Director de Proyectos y Director Regional de Felipe Ochoa y Asociados S.C. en México y el Perú; funcionario del Banco Central de Reserva del Perú; Asesor del Jefe del Instituto Nacional de Planificación del Perú. Cuenta con 25 años de experiencia docente; profesor e investigador de la Universidad del Pacífico; investigador principal y profesor en el área académica de finanzas de Centrum-Católica. Cuenta con 11 libros y 36 artículos publicados en revistas académicas nacionales e internacionales como autor, coautor o compilador. Fue Presidente del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico de la Presidencia del Consejo de Ministros (CEPLAN).

Juan Castillo More

Estudios secundarios en la G.U.E. Ignacio Merino-Talara. Trabajador con 34 años de servicios en la Superintendencia de Mantenimiento de Operaciones Talara; Secretario General del Sindicato de Trabajadores del Petróleo, Energía, Derivados y Afines de la Región Grau-Talara (Sutpedarg); Presidente de la Convención Nacional de Sindicatos de PETROPERÚ S.A.; Presidente de la Coalición Nacional de Sindicatos de PETROPERÚ S.A.; miembro del Grupo de Vigilancia Social de Empresas Transnacionales-Plades; Coordinador del sector energía y minas de la CGTP.

1.7 Gerencias de estructura básica, órganos de asesoría y control

Pedro Augusto Méndez Milla

Gerente General

Ingeniero Químico de la Universidad Nacional de Trujillo, registro CIP 20624, con 38 años de servicios ininterrumpidos en la empresa, con amplia experiencia técnica y administrativa; desempeñó diferentes puestos en las Refinerías Talara, La Pampilla y Conchán, y ha ocupado los cargos de gerente de Operaciones Talara, Gerente del Proyecto Modernización de Refinería Talara (PMRT), Asesor Técnico del citado proyecto. Ocupa el cargo actual desde agosto del 2011.

Gustavo Alonso Galván Pareja

Secretario General

Abogado y Magíster en Derecho con estudios de posgrado realizados en Francia en Derecho de los Negocios. Estudios concluidos de Maestría en Ciencias Penales y de Doctorado en Ciencias Sociales. La actividad profesional la ha desarrollado a través de la asesoría legal a diversas instituciones públicas y privadas en materia de contratación, asesoría empresarial y defensa en temas vinculados a la empresa. Profesor universitario a nivel de pregrado y posgrado con amplia experiencia en cursos de derecho vinculados a la economía y a la empresa. Ha publicado artículos en revistas de investigación especializadas. Ocupa el cargo actual desde diciembre del 2011.



Luis Eduardo Cuba Velaochaga

Gerente Departamento Legal

Abogado colegiado de la Universidad de Lima, con estudios de Doctorado en Derecho de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y con Maestría en Derecho del Trabajo y de la Seguridad Social, profesional con 12 años de experiencia en el sector hidrocarburos. Ha ocupado el cargo de Secretario General encargado; actualmente ocupa el puesto desde octubre del 2011.

Nora María Loredó de Izcue

Gerente Departamento Relaciones Corporativas

Licenciada en Lingüística y Literatura de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Comunicadora y periodista con 25 años de experiencia en televisión, radio y prensa escrita. Gerencia de equipos de prensa y comunicaciones. Elaboración e implementación de estrategias de comunicación, rediseño de imagen institucional, organización de oficinas de prensa e imagen institucional. Diseño y ejecución de campañas de publicidad, diseño y ejecución de estrategias *online* con herramientas Web 2.0, entrenamiento de funcionarios para su relación con la prensa (*media training*), relaciones públicas, gestión de crisis, redacción y edición de textos y gestión de intereses a nivel parlamentario. Experiencia en conducción y liderazgo de equipos humanos de hasta 20 personas. Experiencia en procedimientos administrativos de licitación y contratación. Ocupa el cargo actual desde noviembre del 2011.

Sebastián Ernesto Barreda Tamayo

Gerente Proyecto Modernización de Refinería Talara

Ingeniero Químico con especialización en el sector energético-hidrocarburos, con más de 42 años de experiencia en organismos y empresas del Estado. Desde 1976 a la fecha se desempeña en diversas posiciones gerenciales y de supervisión operativa, técnica y administrativa en PETROPERÚ S.A., entre las que destacan los puestos de Gerente de Área de Producción y Planeamiento, Gerente de Operaciones, Gerente de Departamento de Desarrollo de Personal y Capacitación. Asimismo fue destacado al Ministerio de Energía y Minas, con el cargo de Director de Fiscalización (1995-1997) y Director General de Hidrocarburos (2009-2010). Experiencia como docente desde 1982 en diversas universidades, como Universidad Nacional de Ingeniería, Universidad ESAN, Universidad del Pacífico, Universidad Nacional San Agustín, Universidad Nacional Mayor de San Marcos; ha recibido reconocimientos por los aportes académicos a las universidades. Ocupa el cargo actual desde diciembre del 2011.

Edilfredo Elías More Bayona

Gerente Área de Finanzas

Economista de la Universidad Inca Garcilaso de la Vega con especialización en Finanzas en la Universidad ESAN, cuenta con más de 34 años de experiencia profesional en el sector hidrocarburos. Consultor en actividades económicas, contables y tributarias en empresas como Korea National Oil Corporation Sucursal Peruana-KNOC, SK Energy, Sucursal Peruana, Petrolífera Petroleum del Perú S.A.C., Sonatrach Perú Corporation S.A.C., Maurel ET Prom Perú S.A.C. (antes Hocol Peru S.A.C.), Gold Oil Peru S.A.C., PVEP PERU-Sucursal Peruana, Faulker Exploration Inc S.A.-Sucursal del Perú, PETROPERÚ S.A., Eurocan (ERMUDA) Ltda., Graña y Montero Petrolera-GMP S.A., Petrolera Río Bravo S.A., PERUPETRO S.A., MEXPETROL S.A. Sucursal Peruana, entre otras. Ocupa el cargo actual desde setiembre del 2011.

Julio César Pesantes Rebaza

Gerente Área de Administración

Economista de la Universidad Nacional Agraria La Molina. Estudios de posgrado en Economía Regional en la Universidad de Sao Paulo, donde obtuvo el título de Master of Science en Economía, cuenta con más de 36 años de experiencia profesional; ha ocupado cargos administrativos como Jefe de la Oficina de Administración del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), Director General de Administración del Ministerio de Energía y Minas, Gerente General adjunto de Minpeco, entre otros cargos. Ocupa el puesto actual desde agosto del 2011.

Gustavo Adolfo Navarro Valdivia

Gerente Área de Producción y Planeamiento

Ingeniero Químico de la Universidad Nacional de Ingeniería, con Maestría en Administración de Negocios-Universidad del Pacífico, con más de 39 años de experiencia en la industria del petróleo. Durante su gestión como Director General de Hidrocarburos impulsó el desarrollo de Camisea y el cambio de la matriz energética del país, y, entre otras tareas, implementó el chip inteligente en el mercado de GNV, así como el FEPC y fue su administrador desde su creación en setiembre del 2004 hasta julio del 2009, Presidente del Comité Técnico de Normalización de Petróleo, Derivados y Combustibles Líquidos. Cuenta con experiencia docente en cursos de posgrado en Planeamiento de Operaciones y Planeamiento Estratégico en la Pontificia Universidad Católica del Perú. Ocupa el cargo actual desde setiembre del 2009.

Jaime Eyzaguirre Seminario

Gerente Proyecto Modernización ERP

Ingeniero industrial de la Universidad Nacional de Piura, colegiado, cuenta con un Posgrado en Gerencia de Gestión de Hidrocarburos de la Universidad ESAN, profesional con más de 35 años de experiencia en la industria del petróleo; ha ocupado posiciones jefaturales de diferentes unidades y departamentos de PETROPERÚ S.A. Ocupa el cargo actual desde enero del 2012. Hasta diciembre del 2011, el cargo lo ocupó Humberto Bisso Martínez.

Marco Antonio Silva Barrio de Mendoza

Asesor Proyectos E&P y Energía

Ingeniero Mecánico-electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería, con más de 42 años de experiencia en la industria del petróleo, tanto técnica como administrativa; ha ocupado diversas posiciones gerenciales y de supervisión, entre las que destacan los puestos de Gerente de Operaciones Oleoducto y Gerente General de PETROPERÚ S.A. Ocupa el cargo actual desde octubre del 2006.

José de la Paz Hidalgo Quevedo

Gerente de Operaciones Talara

Ingeniero Químico de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, estudios de posgrado en Gerencia de Gestión de Hidrocarburos y en Comercio Exterior, cuenta con más de 34 años de experiencia en la industria del petróleo, con énfasis en operaciones de refinerías; ha ocupado jefaturas de diferentes unidades, departamentos y superintendencias de la empresa, como Refinerías Talara, La Pampilla y Conchán. Ocupa el cargo actual desde agosto del 2011.

Arturo Reátegui Ríos

Gerente de Operaciones Selva

Ingeniero Químico de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, realizó el curso de Essential Petroleum Refining en el prestigioso Japan Corporation Center en Japón y cursos de posgrado en ESAN y en la Escuela de Dirección de la Universidad de Piura. Cuenta, a su vez, con más de 33 años de experiencia en la industria del petróleo. Ocupa el cargo actual desde setiembre del 2008.

Gerardo Jorge León Castillo

Gerente de Operaciones Conchán

Ingeniero Químico de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, colegiado, cuenta con un posgrado en Gerencia de Gestión de Hidrocarburos de la Universidad ESAN, participación en el Programa Internacional Ejecutivo de Manejo del Petróleo en la Canadian Petroleum Institute y en Gerencia de Producción de Bienes y Servicios del CADEM, profesional con más de 32 años de experiencia en la industria del petróleo; ha ocupado posiciones jefaturales de diferentes unidades, departamentos y superintendencias de la empresa, como la Gerencia de Operaciones Talara. Ocupa el cargo actual desde mayo del 2011.

Luis Alberto Suárez Carlo

Gerente de Operaciones Oleoducto

Ingeniero Industrial y Mecánico Eléctrico por la Universidad de Piura, con estudios de Maestría en Educación en la Universidad de Piura, con más de 25 años de experiencia en la industria del petróleo; ha ocupado diferentes puestos, entre los cuales desempeñó la jefatura del Departamento de Mantenimiento de la Gerencia de Operaciones Oleoducto. Es diplomado en Finanzas y Gerencia de Proyectos por la Universidad de Piura y en Derecho de la Empresa por la Universidad Católica del Perú. Ocupa el cargo actual desde agosto del 2011.

Luis Guillermo Lem Arce

Gerente de Operaciones Comerciales

Ingeniero Petroquímico de la Universidad Nacional de Ingeniería. Estudios de Posgrado en Gestión de Hidrocarburos en Canadá y el Perú, cuenta con más de 35 años de experiencia en la industria del petróleo; ha ocupado diversas posiciones gerenciales y de supervisión operativa, técnica y administrativa, entre las que destacan los puestos de Gerente de Área Administración, Gerente de Operaciones Talara, Gerente Función Operaciones, Gerente de Área de Planeamiento y Sistemas de Información, Gerente de Refinación Selva, Gerente Departamento de Ventas, Gerente de Departamento de Mercado Externo, Gerente de Refinería Conchán. Ocupa el cargo actual desde mayo del 2007.

Carlos Alberto Sánchez Albarado

Gerencia de Auditoría Interna

Contador Público Colegiado de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos; funcionario de la Contraloría General de la República, cuenta con más de 18 años de experiencia profesional en Control Gubernamental. Ha desarrollado cursos de especialización en Gerencia en la Administración Pública, Gerencia del Sector Público y Gestión de Proyectos de Inversión Pública en ESAN y en la Universidad de Piura. Se desempeña como Gerente de Auditoría interna desde junio del 2010.

Objetivos anuales y quinquenales (2012-2016) de PETROPERÚ S.A.

(Aprobados mediante Resolución Ministerial N° 191-2011-MEM/DM)

Visión:

Ser una empresa de hidrocarburos y energía, integrada y competitiva, líder en el mercado nacional y con participación creciente en el mercado internacional.

Misión:

Satisfacer las necesidades del mercado de hidrocarburos con productos de calidad internacional y servicios competitivos, capaz de generar una rentabilidad adecuada, de propiciar el desarrollo de sus trabajadores y de actuar con responsabilidad social y ambiental.

Objetivo estratégico 1:

Generar valor para el accionista.

Objetivo específico 1.1:

Optimizar la generación de utilidades y fondos operativos.

Objetivo específico 1.2:

Optimizar la rentabilidad del patrimonio y activos versus costo de capital.

Objetivo específico 1.3:

Monitorear la clasificación de riesgo de PETROPERÚ S.A. en los mercados de capitales.

Objetivo estratégico 2:

Mantener el liderazgo del mercado de combustibles, y potenciar el abastecimiento y transporte de petróleo crudo y combustibles líquidos.

Objetivo específico 2.1:

Mejorar la rentabilidad de ventas.

Objetivo específico 2.2:

Optimizar la cuota de participación de mercado que permita incrementar la rentabilidad.

Objetivo específico 2.3:

Mejorar el nivel de satisfacción de los clientes de PETROPERÚ S.A.

Objetivo específico 2.4:

Optimizar la logística integral de compra de crudos, gas y productos derivados de hidrocarburos y otras fuentes de energía.

Objetivo específico 2.5:

Optimizar los procesos de distribución y comercialización.

Objetivo específico 2.6:

Participar en el negocio de comercialización de gas natural.

Objetivo estratégico 3:

Incrementar la complejidad de las refinerías para mejorar el margen refinero y cumplir con las normas legales vigentes.

Objetivo específico 3.1:

Modernizar la Refinería Talara (PMRT).

Objetivo específico 3.2:

Adecuar las refinerías Conchán, Iquitos y El Milagro para satisfacer las exigencias del mercado y efectuar mejoras complementarias en el sistema refinero.

Objetivo estratégico 4:

Desarrollar la integración vertical con el apoyo del gobierno y promover nuevos negocios.

Objetivo específico 4.1:

Efectuar las gestiones necesarias para participar en un rango del 25% al 49% en los lotes noroeste y selva.



Objetivo específico 4.2:
Obtener e incrementar reservas y producción de crudo y gas.

Objetivo específico 4.3:
Construir, adquirir y alquilar estaciones de servicio.

Objetivo específico 4.4:
Participar en petroquímica.

Objetivo específico 4.5:
Desarrollar nuevos mercados y negocios en el downstream.

Objetivo estratégico 5:

Desarrollar el proyecto de transporte de crudo pesado y liviano.

Objetivo específico 5.1:
Repotenciar el Oleoducto Norperuano (Proyecto de Transporte de Crudo Pesado-PTCP).

Objetivo específico 5.2:
Incrementar capacidad de almacenamiento de crudo y venta de productos en Bayóvar.

Objetivo específico 5.3:
Garantizar el abastecimiento de crudo y productos para refinерías de selva.

Objetivo estratégico 6:

Contar con una estructura organizacional flexible, soporte tecnológico y talento humano acorde con las exigencias actuales y futuras de la empresa.

Objetivo específico 6.1:
Implementar el diseño organizativo acorde con los requerimientos de los planes estratégicos actuales y futuros.

Objetivo específico 6.2:
Mantener adecuadamente cubiertas las plazas con personal competente, altamente calificado y motivado.

Objetivo específico 6.3:
Implementar el plan de desarrollo de personal acorde con las necesidades actuales y futuras de la empresa.

Objetivo específico 6.4:
Implementar soluciones TIC que soporten los procesos.

Objetivo estratégico 7:

Fortalecer las relaciones con el entorno.

Objetivo específico 7.1:
Viabilizar la ejecución de normativas y disposiciones legales que permitan la eficiencia de sus operaciones.

Objetivo específico 7.2:
Fortalecer el relacionamiento con los grupos de interés.

Objetivo específico 7.3:
Cumplir los principios de buen gobierno corporativo.

2 HECHOS PRINCIPALES



2.1 Rentabilidad

Durante el ejercicio, PETROPERÚ S.A. generó utilidades operativas y netas de MMS/.721.7 y MMS/.532.6, respectivamente. Esta ganancia se originó por la realización de inventarios de productos a precios favorables, en un contexto de precios al alza registrado entre enero y mayo, así como entre octubre y noviembre. Otros factores que influyeron fueron el mayor volumen de ventas respecto al año anterior y la ganancia por diferencia de cambio. Es importante precisar que el flujo de efectivo asociado a esa utilidad, luego de cubrir gastos de capital recurrentes, servirá para cubrir parte de las inversiones relacionadas a la reincorporación de PETROPERÚ S.A. al upstream y a la modernización de las operaciones.

En el 2011, PETROPERÚ S.A. se ubicó entre las primeras 15 empresas no financieras que listan en la Bolsa de Valores de Lima, con mayores utilidades. Además lideró el ranking de empresas no financieras que listan en la Bolsa de Valores de Lima, con mayores ingresos, aun por encima de empresas mineras. Así también, durante este año se publicó el ranking del 2010, de las 500 mayores empresas del país, en el cual PETROPERÚ S.A. ocupa el primer lugar en ventas netas.

2.2 Mercadeo

En el 2011, el volumen de venta de productos de PETROPERÚ S.A. en el mercado interno alcanzó los 92.1 MB/DC, mientras que las exportaciones fueron de 13.1 MB/DC.

Al finalizar el año, el número de estaciones de servicios afiliadas a la cadena Petrored, llegó a 523.

Asimismo, se logró incrementar las ventas en el canal directo a 58.7 MB/DC, superándose los 56.2 MB/DC del 2010.

2.3 Producción de refinerías

La producción de refinados alcanzó un volumen de 95.9 MB/DC, que cubrieron en gran parte la mayor demanda de combustibles en el mercado interno.

2.4 Certificaciones

En el 2011, PETROPERÚ S.A. obtuvo la certificación internacional ISO 9001:2008, para el proceso de exportación de nafta virgen y petróleos industriales desde Operaciones Talara. También se obtuvo la Medalla Líder en Calidad Categoría Plata, otorgada por la Sociedad Nacional de Industrias.

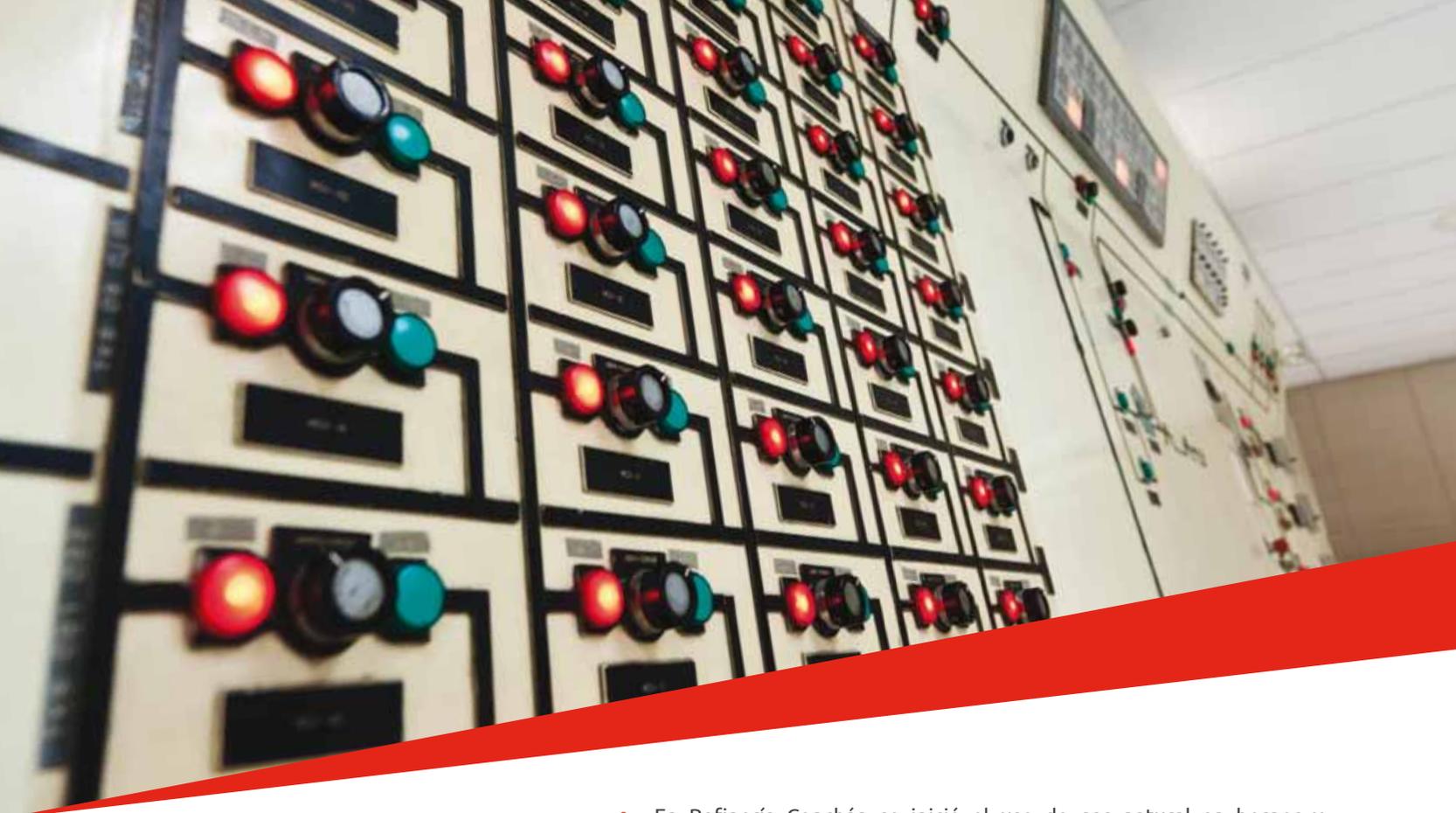


Por otro lado, durante el 2011 se obtuvieron los resultados del estudio de *benchmarking* realizado por la compañía *Solomon Associates* en el 2010, que mostraron los indicadores de desempeño de refinería Talara dentro del primer cuartil a nivel Latinoamérica, en distintos rubros, como energía, mantenimiento y disponibilidad mecánica.

En diferentes Operaciones se llevaron a cabo auditorías de seguimiento del Sistema Integrado de Gestión (SIG), con resultados exitosos. Asimismo se obtuvieron refrendas anuales de la Autoridad Portuaria Nacional.

2.5 Mejoras operativas

- En Refinería Talara se incrementó la producción de destilados medios, al minimizar la producción de nafta liviana y residual primario y maximizar el procesamiento de residual primario en la Unidad de Destilación al Vacío y la extracción de aceite cíclico ligero en la Unidad de Craqueo Catalítico.



- En Refinería Conchán se inició el uso de gas natural en hornos y calderos, en reemplazo de residual, culminado con el proyecto que comprendía la construcción de la red de distribución interna de gas natural y la adecuación de los calderos con quemadores duales para uso de residual y gas natural. Adicionalmente se mejoró el equipamiento del laboratorio.
- En Refinería Iquitos se cambió el sistema de instrumentación neumático por un sistema electrónico (Sistema de Control Distribuido-DCS) de última generación.
- Se efectuó con éxito el mantenimiento programado en las refinerías Talara, Iquitos y El Milagro.

2.6 Inversiones y proyectos

El nivel de ejecución del presupuesto de inversiones alcanzó los MMS/.213.2, con lo que se superó en 22% el monto registrado el año anterior.

En nuestro principal proyecto en ejecución Modernización de Refinería Talara, se finalizó la elaboración de la Ingeniería Básica del proceso de Flexicoking y se logró aprobar el Estudio de Impacto Ambiental por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE). Continuó la elaboración de la Ingeniería Básica Extendida, como parte del servicio de ingeniería y construcción (FEED-EPC), así como el servicio de gestión y supervisión del proyecto (PMC).

2.7 Suministro de crudo y derivados

Durante el 2011 se efectuaron mayores compras de crudo y Diésel 2, debido a la creciente demanda de productos en el mercado interno. El incremento de las necesidades de crudo y en particular de Diésel 2 fue cubierto con mayores importaciones.

Durante el año se suscribió un contrato de suministro de crudo noroeste para Refinería Talara, con la compañía Olympic Perú Inc., por 18 meses.

2.8 Clasificación de riesgo

La clasificadora de riesgo Equilibrium S.A. otorgó a PETROPERÚ S.A. la clasificación de riesgo AA+.pe, que refleja una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y las condiciones pactados.

2.9 Plan Estratégico 2011-2025

El 10 de febrero del 2011, el Directorio de la empresa con A/D 007-2011-PP aprobó el nuevo Plan Estratégico 2011-2025 de PETROPERÚ S.A., en el cual se formula el futuro de la empresa y los nuevos retos de largo plazo, como la integración vertical hacia la exploración/producción, la modernización de la refinación y el transporte de crudo pesado y liviano, el fortalecimiento de las operaciones comerciales, la incursión en nuevos negocios, estaciones de servicio, petroquímica, cogeneración y biocombustibles.

Con el cambio político de julio del 2011, el nuevo gobierno enunció nuevos lineamientos de política energética de Estado y un mandato técnico para PETROPERÚ S.A., y la alta dirección tiene el encargo de fortalecer la empresa con el apoyo del Gobierno para que se integre verticalmente, modernice, internacionalice y participe en los proyectos que coadyuven a lograr las metas económicas y sectoriales.

Por tal razón, desde diciembre se efectúa la actualización del Plan Estratégico 2011-2025 Versión 2, para proponer a la alta dirección el nuevo diseño del modelo de negocios de PETROPERÚ S.A., que incluirá los nuevos retos planteados a la empresa, en línea con la actual política energética de Estado.

3 ENTORNO NACIONAL E INTERNACIONAL

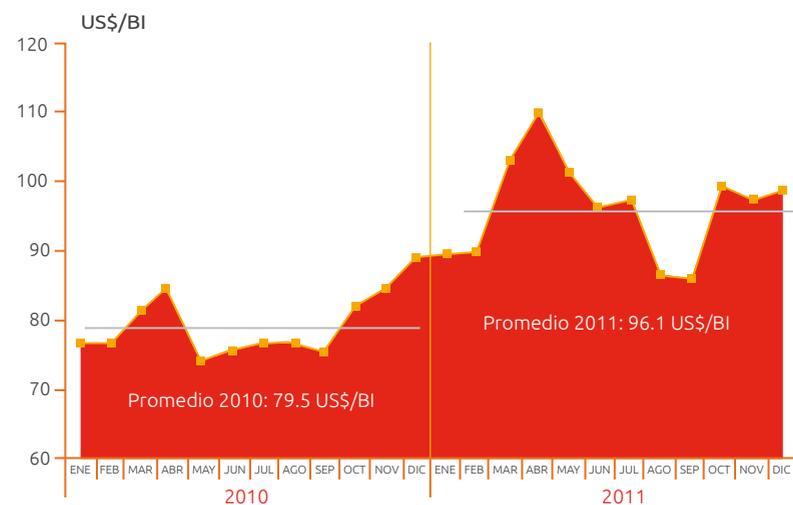


3.1 Entorno internacional

Durante el 2011, el precio del crudo WTI se mostró volátil. La tendencia ascendente presentada entre enero y abril lo llevó a alcanzar su máximo valor, como reflejo de las tensiones políticas registradas en el Medio Oriente y en el norte de África. A partir de entonces, el precio se redujo hasta fines de junio, como producto de la crisis de la deuda soberana de Grecia y sus posibilidades de contagio a la región europea, así como la incertidumbre respecto a la recuperación económica de Estados Unidos.

Gráfico N° 1

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL PETRÓLEO CRUDO WTI



Fuente: Platts
Elaboración: Propia

En julio el inicial ascenso del precio del crudo se originó por la disminución de los inventarios de Estados Unidos, así como por el avance de las negociaciones con la Unión Europea respecto al rescate de Grecia. Sin embargo, la posterior desaceleración del crecimiento económico de la zona euro, los datos que anunciaban la caída de la construcción de viviendas en Estados Unidos, los temores de una recesión mundial, la crisis griega, así como la caída de la actividad industrial en China, determinaron nuevamente el retroceso del precio en los siguientes meses, que lo llevaron a niveles comparables con los del último trimestre del año anterior.

Un posterior ascenso se registró en octubre, debido a la subida de *Wall Street*, impulsado por el sector financiero, pese a la desaceleración del crecimiento económico en China. Le siguió una caída a fines de mes, a causa del anuncio griego de un referéndum sobre el plan de rescate acordado



por la Unión Europea e instituciones internacionales. Las oscilaciones del resto del último trimestre fueron consecuencia de las variaciones en los indicadores económicos de Estados Unidos, las reducciones de inventarios, la deuda de Estados Unidos y Europa, así como las tensiones entre Irán y los países occidentales.

3.2 Entorno nacional

Venta nacional de combustibles líquidos

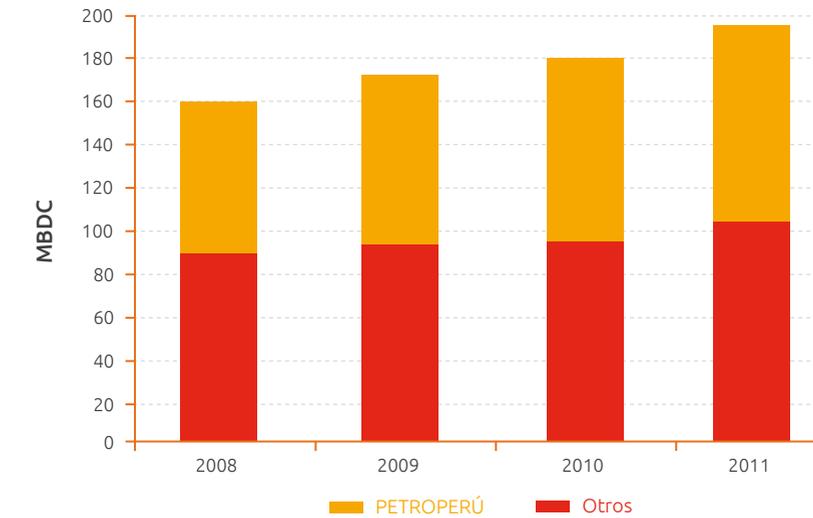
El volumen total de venta de combustibles en el país alcanzó los 195.7 MB/DC², de los cuales el 47% fue abastecido por PETROPERÚ S.A. El notable incremento del consumo nacional se debió principalmente a la mayor demanda de GLP, gasolinas, gasoholes y Diésel B5.

²MB/DC: miles de barriles por día calendario.



Gráfico N° 2

VENTA NACIONAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS



Fuente: Minem, PETROPERÚ S.A. No se incluyen asfaltos, ni químicos.

Precios de los combustibles en el mercado interno

En el transcurso de la mayor parte del año, los precios referenciales del Osinergmin fueron mayores que la banda de precios publicada por la DGH, lo que originó compensaciones por parte del FEPC, con la finalidad de evitar incrementos sucesivos en los precios de los combustibles al consumidor final, como consecuencia de la tendencia alcista del precio internacional del petróleo crudo.

A fines de diciembre del 2011 se excluyó del FEPC a las gasolinas y gasoholes de 97 y 95 octanos, así como a los petróleos industriales.

Al cierre del ejercicio 2011, PETROPERÚ S.A. tenía un saldo neto pendiente de cobrar de MMS/.220 del citado fondo.

4 RESULTADOS OPERATIVOS



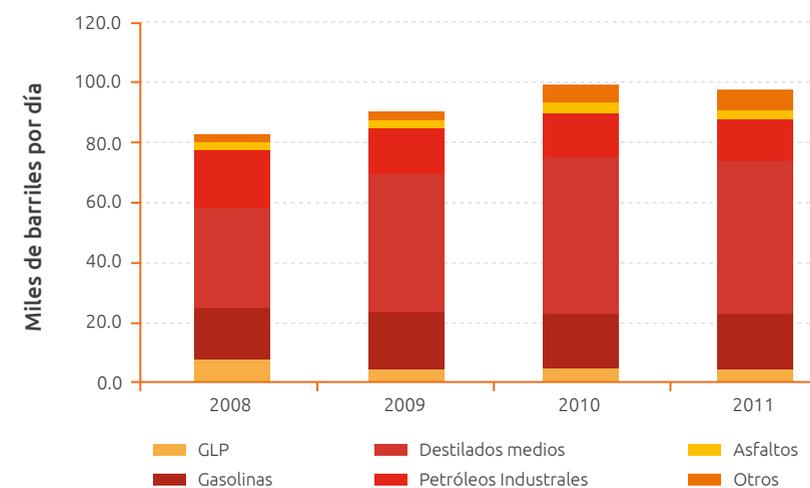
4.1 Refinación

En el 2011, PETROPERÚ S.A. procesó 95.9 MB/DC de crudo y otras cargas en sus cuatro refinерías, que continuó con la maximización de la producción de Diésel 2, a fin de atender la creciente demanda. Solo en las Unidades de Destilación Primaria, la carga llegó a los 77.2 MB/DC a nivel de empresa.

Se hicieron paradas programadas para efectuar trabajos de mantenimiento en las refinерías Talara, Iquitos y El Milagro, así como en la Refinería Conchán para realizar el acondicionamiento del sistema de combustión de los hornos, con el fin de quemar gas natural como combustible. También se registró una parada de Refinería Conchán en diciembre, por el amago de incendio en un horno.

Gráfico N° 3

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS SEGÚN PRODUCTOS (MB/DC)



No incluye producción de maquila

Refinería Talara: Se mantuvo el nivel procesado de crudo de la zona, que se sustenta tanto en los crudos tradicionales como en los recientes campos petroleros de crudo BPZ y crudo Olympic. Esta refinерía procesó en su Unidad de Destilación Primaria 60.0 MB/DC de crudo y otras cargas durante el año.

Asimismo se incrementó la producción de destilados medios respecto al 2010, al minimizar la producción de nafta liviana y residual primario, así como maximizar el procesamiento de residual primario en la Unidad de Destilación al Vacío y la extracción de aceite cíclico ligero en la Unidad de Craqueo Catalítico.



Por otro lado se ha disminuido el consumo de mejorador de octanaje en la formulación de Gasolina 95, gracias al empleo de nafta craqueada de mediana severidad, que se somete a un proceso de redestilación en la depropanizadora.

Refinería Conchán: Se implementó el uso de gas en los hornos y calderos, así como se adquirieron equipos de laboratorio que permitirán efectuar las pruebas requeridas para certificar y controlar los parámetros y las calidades de los biocombustibles comercializados. En el 2011 se procesó en la Unidad de Destilación Primaria 8.6 MB/DC de crudo y otras cargas.

Refinería Iquitos: El volumen procesado en su Unidad de Destilación Primaria llegó a 7.3 MB/DC.

Refinería El Milagro: El volumen procesado de crudo durante el año ascendió a 1.3 MB/DC.

Respecto al mantenimiento programado en las unidades de PETROPERÚ S.A., destacan, entre los principales trabajos, los siguientes:

- En Operaciones Talara se realizó la parada de la Unidad de Destilación al Vacío y la Unidad de Craqueo Catalítico, para inspeccionar los internos del reactor y regenerador de esta última. En adición se efectuó el mantenimiento de tanques en la refinерía Talara, planta de ventas Piura y aeropuerto.
- En Operaciones Conchán se llevó a cabo la limpieza de las zonas convectivas de los hornos de la refinерía, durante la parada de planta de setiembre, lo cual permitió mejorar la eficiencia, con lo que se logró ahorros. Asimismo se ejecutó el mantenimiento de tanques.
- En Operaciones Selva se efectuó la VI Inspección General de la Unidad de Destilación Primaria de Refinería Iquitos, que incluyó, entre otras actividades, el mantenimiento del horno de crudo, de la fraccionadora, de los intercambiadores de calor, de los aerorrefrigerantes, de las subestaciones eléctricas, líneas y diversos equipos de servicios industriales.

- En Refinería El Milagro se ejecutó el mantenimiento programado de la Unidad de Destilación Primaria.
- También finalizó el mantenimiento de tres barcasas y un empujador fluvial, así como el mantenimiento de un tanque de gasolina de Refinería Iquitos.

4.2 Transporte: Oleoducto Norperuano (ONP)

Durante el 2011 se transportaron por el Tramo II del Oleoducto, 8.8 millones de barriles; 2.3 millones de barriles por el Tramo I y 6.5 millones de barriles por el Tramo Oriente.

En la Progresiva km 641 del Tramo II continuó el proceso de mejoramiento de la instalación del sistema de protección catódica por corriente impresa. En esta progresiva se ha instalado un sistema autónomo con equipos de última tecnología, que brindan protección contra la corrosión externa al tramo de tubería comprendido desde la Progresiva km 635 hasta la Progresiva km 648.

En el 2011 finalizó el mantenimiento de tres tanques y siete boyas de señalización marítima en el Terminal Bayóvar. Asimismo se reparó el recubrimiento de siete progresivas en el sector de la Estación 5.

4.3 Comercialización

Mercado interno

Durante el 2011, las ventas de PETROPERÚ S.A. ascendieron a 92.9 MB/DC, que representan un incremento del 4% respecto al 2010, explicado por el mayor volumen comercializado de gasolinas y Diésel B5 en el sector vehicular, especialmente a través de la cadena Petrored y los grifos independientes, así como la mayor demanda de petróleos industriales, principalmente por el aumento del consumo de los clientes del sector pesquero.

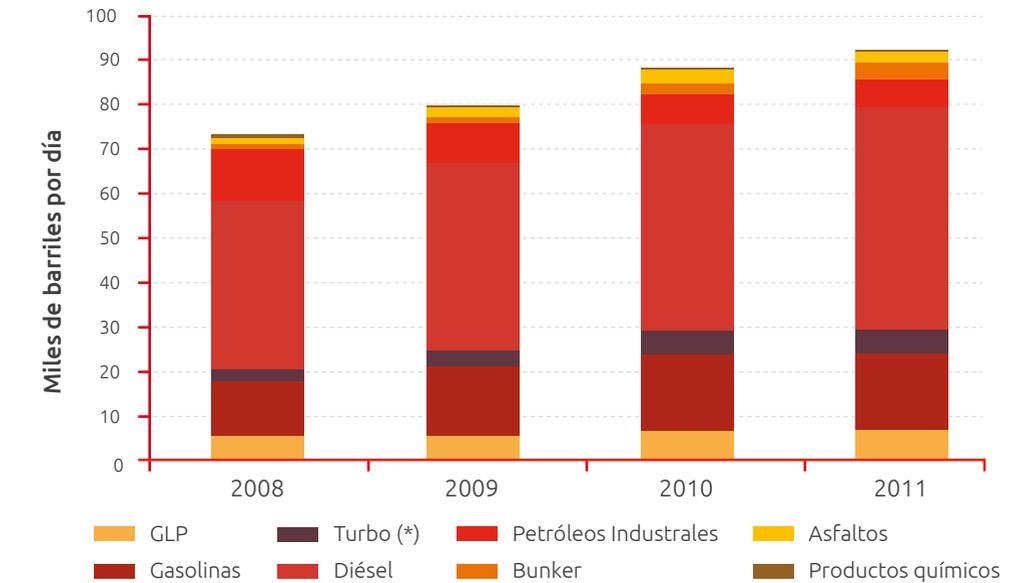
La participación de PETROPERÚ S.A. en el mercado de combustibles alcanzó el 47%.

La cadena de estaciones de servicio Petrored finalizó el año con 523 afiliados y un volumen promedio anual de ventas de 16.7 MB/DC, superior al del año anterior.

En el ejercicio 2011, PETROPERÚ S.A. generó ingresos por venta de productos y servicios por MMS/.13,577, incluidas las compensaciones del FEPC. Los ingresos unitarios por barril vendido superaron los registrados en el 2010, explicado por el nivel de precios.

Gráfico N° 4

PETROPERÚ: VENTAS EN EL MERCADO INTERNO (MB/DC)



(*) Incluye kerosene hasta el 2010.

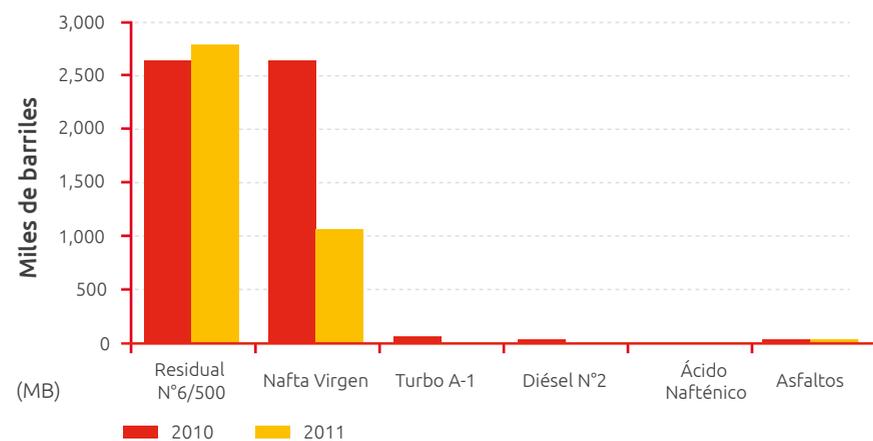


Mercado externo

La mayor demanda de combustibles en el mercado interno originó menores excedentes para la exportación; tal es así que durante el 2011 el volumen exportado de nafta virgen solo alcanzó los 1,065 MB, lo que resultó en una reducción de 12% en nuestras exportaciones, respecto al 2010.

Gráfico N° 5

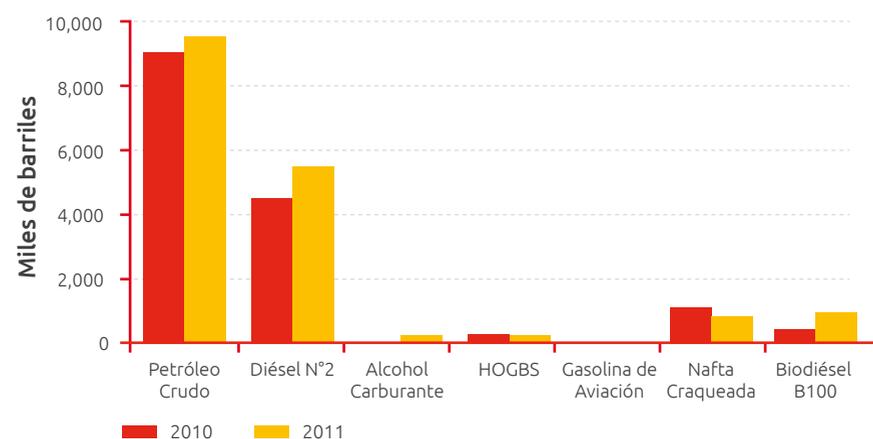
EXPORTACIONES (MB)



También como consecuencia de la mayor demanda en el mercado interno, se efectuaron mayores importaciones, principalmente de petróleo crudo, Diésel 2 y Biodiésel B100, lo que originó un incremento de 13% respecto al 2010.

Gráfico N° 6

IMPORTACIONES (MB)



Las mayores ventas unidas al incremento de precios implicaron que los ingresos superen a los registrados en el 2010. El mayor aumento se presentó en los destilados medios y los petróleos industriales, seguidos de las gasolinas y del GLP.

Cuadro N° 1

INGRESOS POR VENTAS (INCLUYE FEPC)

MMsoles

Ventas	2010	2011
País	8,543	11,972
GLP	393	474
Gasolinas	1,762	2,394
Destilados medios	5,442	7,803
Petróleos industriales e IFO	588	938
Otros *	358	363
Exterior	1,211	1,365
Total	9,754	13,337

(*). Incluye solventes y asfaltos.

5 INVERSIONES



5.1 Proyectos de inversión

Para el cumplimiento de los objetivos estratégicos, PETROPERÚ S.A. desarrolla diversos proyectos, entre los cuales destacan:

Proyecto Modernización de Refinería Talara (PMRT)

Este proyecto se inició el 2006, con el objetivo de configurar los procesos que permitan producir combustibles de acuerdo con las nuevas especificaciones. Su alcance está acorde con lo dispuesto en la Ley N° 28694 "Ley que Regula el Contenido de Azufre en el Combustible Diésel", en la cual se establece que a partir del 1 de enero del 2010 queda prohibida la comercialización en el mercado interno del combustible Diésel 2 cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 ppm³.

El PMRT es un proyecto de desarrollo tecnológico, considerado crítico para nuestra empresa, que consiste en ampliar y modernizar las unidades existentes de Refinería Talara y la instalación de nuevas unidades de procesos, servicios auxiliares y facilidades, orientadas a mejorar la calidad de los productos combustibles, incrementar la capacidad de producción de la refinería de 65 a 95 MBD, así como permitir el procesamiento de crudos pesados. Los beneficios económicos y socioambientales que generará se resumen en los siguientes:

- Adecuación de Refinería Talara a estándares ambientales internacionales.
- Ofrecimiento de combustibles más limpios y amigables al ambiente.
- Aumento de la capacidad y flexibilidad operativa para procesar crudos pesados.
- Aseguramiento de la continuidad operativa de la empresa.
- Mejoramiento del nivel de participación en el mercado.
- Incremento del valor de la empresa.
- Generación de empleo.
- Incremento de la rentabilidad de la empresa.

Durante el 2011, la empresa UOP (Universal Oil Products) concluyó el diseño básico de la Sección Reactor/Generador y Sección de Gases de Combustión de la Unidad de Craqueo Catalítico. Asimismo, inició los diseños básicos de la sección de fraccionamiento y la Unidad de Recuperación de Gases de Craqueo Catalítico, que están en la última etapa de elaboración. Con ello se completarán los diseños básicos de las nuevas unidades de proceso.

³ppm: partes por millón.



Por otra parte, se aprobó la ejecución de los proyectos de responsabilidad social, el Plan de Relaciones Comunitarias y las actividades de comunicación, así como la implementación de la Oficina de Información y Participación Ciudadana. Durante el año, la DGAAE aprobó el estudio de impacto ambiental.

Por otro lado, Técnicas Reunidas, empresa a cargo del servicio de ingeniería y construcción (FEED-EPC), logró un importante avance en el desarrollo de la ingeniería básica extendida de integración de las unidades licenciadas, no licenciadas, servicios industriales y facilidades. También desarrolló la propuesta de conversión de las unidades de procesos y facilidades, de la modalidad de costos reembolsables a suma alzada, que aún está en ejecución. Asimismo se continuó ejecutando el servicio de supervisión (PMC), a cargo del Consorcio Inelectra-Idom Ingeniería y Consultoría S.A.-Nippon Koei Co. Ltd.

Cofide, por encargo de PETROPERÚ S.A., efectuó el proceso de selección para designar al banco estructurador del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, y optó por Société Générale como banco estructurador para el financiamiento parcial e integral del PMRT.

Proyecto de Transporte de Crudos Pesados por el Oleoducto Norperuano

Su objetivo es permitir el transporte de crudos pesados de la cuenca del Marañón y potenciar el negocio de transporte de petróleo crudo por el Oleoducto Norperuano, a fin de incrementar la capacidad utilizada y con ello su rentabilidad. El desarrollo de este proyecto será en dos etapas:

i) Primera etapa, que consiste en instalar dos tuberías paralelas (*loops*) al Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, en las zonas adyacentes a las estaciones Morona y Andoas, a fin de permitir el transporte de la producción inicial de los productores (estimada entre 90 y 100 MBD); incluye la construcción de nuevos tanques, la instalación de nuevas bombas en esas estaciones y otros equipos y facilidades.

Los *loops* serán construidos con tubería de 24" de diámetro, en longitudes de 38.2 km (Estación Morona) y de 16.1 km (Estación 5), de acuerdo con lo recomendado en el Estudio de Ingeniería Básica aprobado, con un monto estimado de inversión ascendente a MMUS\$71.3. Se prevé que entrará en operación a partir de enero del 2017, fecha en la cual Perenco ha manifestado requerir el uso del Ramal Norte, para enviar su producción hasta el Terminal Bayóvar.

ii) Segunda etapa o Proyecto Integral, que consiste en construir oleoductos para el transporte del diluyente y crudo diluido, adecuación del Oleoducto Ramal Norte, la instalación de facilidades para bombeo, almacenamiento y otros. Esta etapa se ejecutará si las producciones de los lotes de las empresas interesadas superan los 100 MBD.

Al cierre del 2011 se tiene ejecutado el Estudio de la Ingeniería Básica de la primera etapa del proyecto. Se está ejecutando el Estudio del Plan de Manejo Ambiental para esa etapa, que se estima terminar en el primer semestre del 2012, incluida la aprobación de la DGAAE.

Otros proyectos

Con el fin de lograr su integración vertical, PETROPERÚ S.A. tiene previsto ingresar al negocio de la petroquímica, a través de la asociación con Braskem. Para ello, en el 2011 ambas empresas firmaron un Memorando de Entendimiento para el análisis técnico y económico de la viabilidad de un proyecto petroquímico en el país, consistente en la producción integrada de etileno y polietilenos, utilizando el etano proveniente de las reservas de gas natural de la región de Las Malvinas. Confirmada su viabilidad y sujeto a las negociaciones de los contratos definitivos y de las aprobaciones societarias de las partes, este emprendimiento formará parte del llamado Proyecto Integrado del Sur, que incluye la construcción del Gasoducto Andino del Sur, por parte de la empresa Kuntur, y de un moderno complejo industrial en la región sur del Perú, que será un marco referencial en el

proceso de industrialización del país. Asimismo, PETROPERÚ S.A. analizará la posibilidad de participar en ese gasoducto en asociación con Kuntur.

Por otro lado se prevé establecer gasoductos virtuales junto con la empresa Repsol, con el fin de abastecer de gas natural la zona sur del país, como parte del cambio de la matriz energética. Estos gasoductos virtuales llevarían el gas natural licuado desde la planta de Pampa Melchorita de Perú LNG, en camiones hacia el sur del país.

En relación con las actividades de exploración/producción de petróleo crudo, durante el 2011 se identificaron oportunidades de negocio de corto y mediano plazo, así como modalidades de participación con terceros. Por otro lado, la modificación efectuada por el Ministerio de Energía y Minas al Reglamento de Calificación de las Empresas Petroleras, a fin de propiciar la participación en la actividad hidrocarburífera, de empresas que no han realizado actividades de exploración y explotación durante los últimos tres años, habilitó la participación de PETROPERÚ S.A. como empresa con experiencia en esas actividades.

5.2 Inversiones corrientes

Constantemente PETROPERÚ S.A. efectúa inversiones en sus diversas operaciones, orientadas a mantener su confiabilidad y continuidad. Durante el 2011 se realizaron inversiones para rehabilitar tanques de almacenamiento de crudo y productos, inspección general de planta, impermeabilización de áreas estancas en tanques, mejoras en la red contra incendio y reemplazos de diversos equipos. También se hicieron inversiones orientadas a brindar facilidad operativa y otras destinadas a adecuar las instalaciones a la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Las principales inversiones concluidas en el 2011 son:

- Mantenimiento mayor de la Unidad de Destilación Primaria de Refinería Iquitos. Se realizó la intervención de los equipos principales de proceso de esta unidad, para su mantenimiento y reparación.
- Reemplazo en Refinería Iquitos del sistema de instrumentación neumático por un sistema electrónico (Sistema de Control Distribuido-DCS) de última generación, que se efectuó durante el mantenimiento mayor de la Unidad de Destilación Primaria.
- Reemplazo de bombas dosificadoras de productos químicos en Refinería Talara; consistió en adquirir e instalar 20 bombas dosificadoras de productos químicos para las unidades de Destilación Primaria, Complejo Craqueo Catalítico y Servicios Industriales.

- Reemplazo de instrumentos en Planta de Ventas Talara y Piura; consistió en reemplazar los instrumentos de despacho de combustibles de estas plantas.
- Acondicionamiento de la sala de servidores y adquisición de equipos de informática para Operaciones Conchán; se instaló un sistema de aire acondicionado de precisión y un sistema de seguridad. También se adquirieron herramientas para verificar y mantener el cableado de voz y datos, lo que previno y redujo fallas que pudieran presentarse.

Entre las principales inversiones en ejecución destacan:

- Adecuación en Operaciones Conchán para la atención segregada de Diésel B5 de 50 ppm y diésel con más de 50 ppm de azufre; y el servicio de habilitación y montaje de dos tanques de 120 MB cada uno, para almacenar diésel de bajo azufre. También se adquirieron los equipos de laboratorio.
- XII Inspección General del Complejo de Craqueo Catalítico de la Refinería Talara; en proceso de adquisición o fabricación de componentes.
- Reemplazo de equipos de proceso; se cuentan con algunos equipos y se contratará la fabricación de otros.

- Reemplazo de líneas submarinas en Refinería Talara; fecha estimada para finalizar la fabricación de las tuberías: junio del 2012.
- Modernización de ERP⁴; este proyecto tiene por objetivo efectuar la renovación tecnológica del ERP, con el fin de brindar información oportuna para la gestión, toma de decisiones y mejora de los procesos internos, que nos permitan ser una empresa más productiva, competitiva y flexible.

El alcance del proyecto abarca la implementación de las funcionalidades de los módulos de Finanzas, Comercial, Logística, Mantenimiento y Refinación. Se inició en mayo del 2011 y se estima concluir en el 2012.

Adicionalmente se optó por contratar la implementación del *software* SAP Human Capital Management (HCM), para automatizar, integrar y optimizar el funcionamiento del área de Gestión de Recursos Humanos de PETROPERÚ S.A.

Por otra parte, con el propósito de contar con un servicio de *hosting* que soporte las actividades de carácter informático derivadas de la implementación del nuevo ERP, se inició la elaboración de las bases técnicas para contratar un servicio especializado para tal fin.

Al cierre del 2011, el proyecto se encontraba en la fase final de la etapa de análisis y diseño de la solución.

5.3 Inversiones en valores

PETROPERÚ S.A. mantiene un contrato de asociación en participación para comercializar gas natural vehicular, con la empresa Siroco Holdings S.A.C.

Durante el 2011 no se efectuaron aportes de capital para suscribir contratos de fideicomiso adicionales.

La empresa GNC Energía Perú S.A., sociedad formada entre PETROPERÚ S.A. y Virtual Gasnet Internacional S.A., para la venta de GNC a clientes alejados de los ductos de distribución de gas natural, cuenta con 14 contratos firmados al cierre del 2011, de los cuales tres están en operación, ocho en proceso de implementación y tres pendientes de implementación.

⁴ ERP = Enterprise Resource Planning. Software de planificación de recursos empresariales.



6 ÉTICA Y RESPONSABILIDAD SOCIAL



6.1 Ética

Carta de compromiso y cumplimiento del Código de Integridad

A partir del 2011, de acuerdo con lo señalado en el Código de Integridad, se estableció la suscripción anual de un compromiso de conocimiento y cumplimiento de este código por parte de los trabajadores. El espíritu que rodea la firma de este compromiso es la manifestación de la voluntad personal, libre y pública de reafirmar el deseo de cada trabajador de comportarse a nivel personal y profesional, de acuerdo con los valores establecidos en nuestro Código de Integridad, así como aceptar los deberes éticos en él establecidos.

PETROPERÚ S.A. ha adoptado un firme compromiso con las mejores prácticas de gobierno corporativo, para fortalecer su estructura de gobierno y situarse en una posición diferenciada en el país, en cuanto a gobierno corporativo y transparencia, particularmente en relación con las empresas del Estado.

Difusión del Código de Integridad

Para difundir principios, deberes y prohibiciones éticas del Código de Integridad, así como para prevenir y controlar las malas prácticas en la empresa, se realizaron diferentes actividades, entre ellas:

- Mesas de diálogo, charlas, boletines, cuyo objetivo es capacitar a los trabajadores en los principios de objetividad, respeto, justicia, probidad, transparencia y acceso a la información pública, así como clarificar y unificar conceptos. Recibir propuestas de mejoras de acción en los casos en que se identifique debilidad o riesgos en los procedimientos de PETROPERÚ S.A., así como identificar aquellos escenarios donde sea factible se incurra en irregularidades o conductas contrarias al Código de Integridad.
- Programa Brigada Ética, que busca establecer un grupo permanente de trabajadores, los brigadistas éticos, que se encarguen de difundir periódicamente contenidos sobre nuestro Código de Integridad en sus respectivas áreas.

Procedimiento de atención de denuncias

En julio se aprobó el procedimiento de "Admisión, procesamiento y atención de denuncias ante PETROPERÚ S.A. y protección y beneficios al denunciante", que recoge las exigencias previstas en los Principios de Gobierno Corporativo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).



Feria anticorrupción

PETROPERÚ S.A. se sumó a la campaña mundial por el Día Internacional contra la Corrupción, decretado el 9 de diciembre por la Asamblea General de las Naciones Unidas, como una manera de llamar a la reflexión y sensibilizar a la ciudadanía y en especial a los trabajadores sobre el perjuicio que ocasiona este flagelo en los países y en las organizaciones.

Responsabilidad social

En el 2011 se aprobó la Política de Responsabilidad Social Corporativa, un avance importante que permitirá potenciar, ampliar y sistematizar las acciones y los logros alcanzados por la institución en esta materia. Con los programas y las actividades ejecutados se benefició a más de 300,000 personas entre niños, jóvenes, adultos y adultos mayores, en Lima y provincias.

Responsabilidad social en Lima:

Como parte del programa Educando para el Mañana, se desarrolló la segunda versión del concurso de comprensión lectora Leyendo con PETROPERÚ, dirigido a estudiantes de instituciones educativas públicas de Lima y del Callao. Además se desarrollaron talleres y cursos con la participación de numerosos docentes de diversas instituciones educativas del Callao.

Asimismo, mediante el programa Juntos por el Ambiente se realizaron charlas sobre temas ambientales, concursos de dibujo ambiental y el I Concurso de Cuento Ambiental, dirigido a escolares de distintos colegios.

En el marco del programa Por una Mejor Calidad de Vida, se desarrollaron dos campañas de salud, talleres destinados a mejorar la salud física y mental del adulto mayor y un programa de vacaciones útiles para niños.

Por otro lado, a través del programa Haciendo Camino, numerosos niños y jóvenes afectados por la violencia familiar, la delincuencia y la inseguridad ciudadana recibieron asistencia psicológica.



El programa Cultura para Todos promovió, entre otros, la riqueza gastronómica del país a través del concurso Disfrutando la Sazón Chalaca, con la participación de 19 programas sociales del Callao. También se organizó el II Concurso Interescolar de Danzas Típicas Peruanas-PETROPERÚ 2011.

Como parte del programa Conociendo la Industria, PETROPERÚ S.A. participó en la VIII Expoferia de Proyectos de Responsabilidad Social Empresarial, organizada por Perú 2021.

Finalmente, se continuó con la organización de la campaña PETROPERÚ Solidario: un Juguete, una Sonrisa, con el objetivo de ayudar a los niños de escasos recursos en Navidad.

Responsabilidad social en operaciones:

Talara

Operaciones Talara realizó acciones dirigidas a mejorar la calidad de vida de los vecinos, a fin de consolidar su compromiso con la población y mejorar el sentido de pertenencia e identificación de sus grupos de interés con la empresa.

En ese sentido, continuó con el Programa Educando para el Mañana, a fin de contribuir a mejorar el aprendizaje en matemática de los escolares de nivel primaria de ocho instituciones educativas públicas del distrito de Pariñas Talara, así como contribuir con el desarrollo profesional de los docentes, mediante la capacitación y aplicación de una metodología alemana de enseñanza en matemáticas.

Se otorgaron becas de estudio a los mejores alumnos egresados de las mejores instituciones educativas públicas de Talara, se entregaron paquetes de útiles escolares y medicinas; se desarrolló el Programa Por una Mejor Calidad de Vida (campañas integrales de salud), Programa Creciendo Juntos (capacitación técnica a jóvenes dictadas por Sencico-Zonal Piura en las instalaciones del politécnico Alejandro Taboada

y el Senati-Talara), Programa Cultura para Todos (expoventa de pinturas, artesanías y esculturas de artistas de Talara), diversas acciones cívicas (lucha contra el dengue, gripe AH1N1, apoyo al adulto mayor), acciones de apoyo en la consolidación de las mypes creadas por PETROPERÚ S.A., así como visitas a la refinería.

Área de influencia del Oleoducto Norperuano

Comprometidos con la mejora de la calidad educativa de las comunidades aledañas al oleoducto, se brindaron clases de computación e informática básica a alumnos y profesores de la I.E. Santa Rosa de Pijuayal, aledaña a Estación 5. Adicionalmente se realizaron atenciones médicas gratuitas, talleres para capacitar en actividades productivas, talleres de orientación social, así como el programa de vacaciones útiles para niños.

Iquitos

Se promovieron el arte, la cultura y el deporte, especialmente en las comunidades aledañas y zonas de influencia, entre ellas se abarcaron las ciudades de Iquitos, Yurimaguas, Tarapoto y Pucallpa, y se implementaron actividades de índole variada. Se efectuaron campañas de salud, cuyo objetivo fue atender las necesidades médicas urgentes de los moradores de la zona de influencia. Se organizaron campeonatos deportivos y recitales de música peruana.

Por otro lado se implementaron talleres productivos y se apoyó la IV Feria Industrial, Comercial y de Servicios y el II Festival del Libro y de la Lectura Verde.

Finalmente, cabe destacar el apoyo al municipio de Belén, mediante la implementación de la biblioteca municipal.

Conchán

Se desarrollaron diversos programas:

Educando para el Mañana, con el fin de capacitar a los docentes en temas de currículo y metodología y a alumnos en razonamiento lógico-matemático y comprensión lectora, dirigido a las comunidades aledañas.

Juntos por el Ambiente, que incluyó talleres de reciclaje y mejoramiento de la comunidad.

Por una Mejor Calidad de Vida, con campañas integrales de salud y campañas de inmunización de enfermedades en asentamientos humanos, así como capacitación en primeros auxilios, aseo personal y nutrición, dirigidos a alumnos de secundaria.

Haciendo un Camino, que incluyó talleres productivos realizados en el Senati y a través de proveedores, para los pobladores aledaños.



Cuidando Nuestra Comunidad, mediante el desarrollo de talleres psicológicos para fortalecer a la familia y cursos de manejo defensivo.

Como parte del programa Somos Solidarios, se donaron juegos infantiles recreativos a asentamientos humanos, entre otras actividades. Por otro lado, se efectuaron talleres de verano e invierno, para desarrollar la capacidad artística y creativa de niños y adolescentes, así como presentaciones artísticas culturales para la comunidad vecina.

También, resaltamos la elaboración de la Memoria Social Corporativa 2010 "Caminando hacia el desarrollo sostenible", utilizando los indicadores del *Global Reporting Initiative*. Con ello se busca seguir con la adecuación de nuestros sistemas y procedimientos a los estándares de una gestión integrada, eficiente y moderna, que tenga por base principal la comunicación oportuna y transparente con nuestros grupos de interés, de cara al ingreso de PETROPERÚ S.A. a la Bolsa de Valores.

6.2 Premio Copé

Se llevó a cabo la organización de la XV Bienal de Poesía y III Bienal de Novela "Premio Copé Internacional 2011", que convocó 833 poemarios y 140 novelas, evidencia de la importancia del Premio Copé, actualmente considerado el certamen literario más importante del país.

También se presentaron las obras ganadoras del Premio Copé Internacional 2010 en la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y en PETROPERÚ S.A., con gran afluencia de estudiantes, profesores y público en general.

6.3 Actividad cultural

Se efectuaron diversas actividades artísticas y académicas que contribuyeron a la difusión y práctica de las manifestaciones culturales en nuestro país, entre las cuales tenemos:

Exposición fotográfica Cien años de la arquitectura en el Perú (1910-2010), que mostró la trayectoria de la arquitectura como disciplina profesional en el país y el aporte de las diversas corrientes en el mundo, a través de emblemáticas construcciones.

Presentación musical del Ensemble Orquestal Inclusivo, concierto que reunió a niños y jóvenes con habilidades diferentes e instrumentistas, pertenecientes de la Red de Orquestas Sinfónicas Infantiles y Juveniles del Perú.

VII Salón Internacional Arte con derechos, exposición colectiva de más de 50 artistas procedentes del Perú, EE.UU., Chile y Puerto Rico, que rindieron merecidos homenajes a dos distinguidos personajes de la cultura peruana: José María Arguedas y Juan Villacorta Paredes.

Noche de gala: Orquesta Sinfónica Juvenil del Perú, en el marco del aniversario institucional de la empresa. Esta orquesta está conformada por estudiantes de diversas instituciones educativas de Lima, alumnos del Conservatorio Nacional de Música y de diferentes centros de formación musical, pertenecientes de la Red de Orquestas Sinfónicas Infantiles y Juveniles del Perú.

Homenaje de artistas peruanos en reconocimiento de su aporte cultural y preservación de nuestras expresiones artísticas.

Por otro lado, cabe resaltar, además, las presentaciones artísticas y exposiciones llevadas a cabo en coordinación con las embajadas de Argentina, Ecuador, México, Grecia, Polonia y Dinamarca, como parte del fortalecimiento institucional con las representaciones extranjeras en nuestro país.



7 RECURSOS HUMANOS



7.1 Personal

El Cuadro de Asignación de Personal (CAP) al 31 de diciembre del 2011 incluye 2,590 puestos, cuya clasificación se realizará en el 2012, en base a una nueva estructura organizacional.

Cuadro N° 2

PERSONAL

CATEGORÍA CAP	2010	2011
Ejecutivos	163	163
Supervisores	451	1,013
Empleados	1,114	1,414
TOTAL CAP	1,728	2,590
N° CAP *	888	26
TOTAL	2,616	2,616

(*) Contratos por modalidad y locación de servicios.

7.2 Capacitación

Reconociendo que los trabajadores son el activo más importante y la base para consolidar las ventajas competitivas de la empresa, el plan de capacitación se orientó por cuatro áreas o líneas de conocimiento y formación:

1. Capacitación para el desarrollo profesional del personal con alto potencial.
2. Capacitación para el desarrollo de liderazgo en el personal experimentado.
3. Capacitación estratégica para la formación del personal.
4. Capacitación para asegurar la eficiencia de las operaciones y de la gestión empresarial.

Durante el 2011 se han desarrollado 1,608 actividades formativas y de capacitación a nivel corporativo, con lo que se alcanzó un índice de 85.28 horas/hombre, con 147,372 horas de capacitación, con lo que se superó la meta establecida.

Entre las actividades en las que participó el personal destacan los estudios de posgrado y especializaciones, 34 en total, que han permitido elevar el nivel formativo de nuestro personal, con recursos de la empresa y el aporte del Comité de Administración de los Recursos para Capacitación (Carec), que otorgó auspicio para la participación de nuestro personal en actividades de capacitación.

Asimismo, PETROPERÚ S.A. desarrolla anualmente su programa de prácticas, con el objetivo de contribuir con la formación profesional de estudiantes y egresados de universidades e institutos superiores de todo el país. Durante el 2011 se contó con la participación de 349 practicantes a nivel de empresa.

PETROPERÚ S.A. también considera el auspicio de becas de tesis para obtener el título profesional, en temas orientados a la innovación tecnológica y optimización de la gestión administrativa y operativa; otorgó asesoramiento técnico, auspicio económico y facilidades que requiera su elaboración.

Centro de Información Tecnológica

Con la finalidad de satisfacer las necesidades de información técnica y científica, así como para promover la investigación, apoyando el desarrollo del país, la empresa cuenta con un Centro de Información Tecnológica, especializado en temas vinculados al sector hidrocarburos, accesible a estudiantes universitarios, profesionales y público en general.

En la actualidad se cuenta con aproximadamente 70,000 títulos entre libros, estudios, informes, tesis, manuales, publicaciones periódicas, normas legales, normas y especificaciones técnicas (API, ASTM, NFPA, ANSI, ASME, ISO), entre otros, que próximamente se pondrán a disposición mediante una biblioteca virtual vía web.



8 DESARROLLO SOSTENIBLE



PETROPERÚ S.A. desarrolla sus actividades incorporando en su gestión social, ambiental y económica el concepto de desarrollo sostenible, promoviendo relaciones armoniosas y equilibradas con sus grupos de interés, a fin de garantizar las condiciones sociales adecuadas para dar continuidad a sus operaciones y proyectos.

8.1 Sistemas de gestión ambiental, de seguridad y salud ocupacional

En el marco de la Política Integrada de Gestión de la Calidad, Ambiente, Seguridad y Salud en el Trabajo, durante el 2011 se desarrolló un programa de actividades vinculadas a la implementación del Sistema Integral de Gestión, con la finalidad de promover una cultura de prevención de riesgos laborales a favor de los trabajadores, proveedores, contratistas, clientes y otros, mediante acciones preventivas que garanticen las condiciones de seguridad y salud en el trabajo.

Se efectuaron actividades en todas las operaciones y Oficina Principal:

Los resultados de las auditorías de seguimiento al SIG en Operaciones Selva (ISO 14001 y OHSAS 18001) y Talara (ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001) fueron exitosos.

El SIG de Operaciones Selva involucra las actividades de recepción, almacenamiento, refinación, preparación, comercialización, despacho y distribución de combustibles derivados del petróleo en barcazas y cisternas, así como el transporte fluvial de crudos y productos derivados del petróleo en barcazas, cisternas y vía poliducto. También incluye las actividades administrativas efectuadas en las instalaciones de la ciudad de Iquitos. Adicionalmente se inició la implementación del Sistema de Gestión de la Calidad basado en la norma ISO 9001:2008, para los procesos correspondientes a las operaciones en la instalación portuaria de Refinería Iquitos.

El SIG de Operaciones Talara incluye el Sistema de Gestión de Calidad (operaciones de atención al cliente, planificación y ejecución del servicio de carga y descarga de hidrocarburos líquidos en buques tanque en el muelle de carga líquida y terminal submarino multiboyas Punta Arenas, así como servicios portuarios básicos), el Sistema de Gestión Ambiental y el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (ambos en actividades de recepción, almacenamiento, transporte de crudos y productos, refinación, preparación, despacho y comercialización de productos derivados del petróleo en diversas áreas).

En Operaciones Conchán se consiguió la certificación del sistema de gestión de calidad ISO 9001 en la Planta de Ventas Conchán, en las actividades de despachos, mientras que en Operaciones Oleoducto se lleva a cabo la implementación del SIG (ISO 14001:2004, ISO 9001:2008 y OHSAS 18001:2007).

Adicionalmente, la Autoridad Portuaria Nacional otorgó la refrenda anual de operación de la instalación portuaria en Talara y Selva. Asimismo se llevó a cabo en forma exitosa la auditoría de instalación portuaria especial en el Terminal Bayóvar.

8.2 Remediación ambiental en unidades privatizadas

Remediación ambiental en Relapasa

Continuaron los trabajos de remediación ambiental; la extracción de producto libre bajo la zona de refinería y la zona de playa ha superado largamente las metas previstas en el estudio ambiental. Finalizaron los trabajos de remediación de 515,000 m³ de suelos y los trabajos de confinamiento seguro de suelos altamente contaminados, diseñado bajo estándares canadienses.

Remediación ambiental en el Lote 8

Hasta el 2011 se han remediado por hidrocarburos los yacimientos de Valencia, Nueva Esperanza, Capirona y Pavayacu.

Remediación ambiental en Terminales del sur

Concluyeron los trabajos de remediación de suelos en los terminales Pisco, Ilo y Mollendo, así como en las plantas Cusco y Juliaca. Continúa la extracción de producto libre en la zona de playa del Terminal Mollendo.

Remediación ambiental en el Lote X y Terminales centro

Está pendiente la conformidad que debe otorgar la autoridad a los trabajos de remediación ambiental correspondientes a la segunda etapa, que concluyeron en el 2010 y fueron supervisados por Osinergmin, debido a que las funciones de esta institución fueron derivadas en marzo del 2011 al OEFA del Ministerio del Ambiente, que ha solicitado copia de toda la información para su evaluación.



9 LOGÍSTICA Y SERVICIOS GENERALES





9.1 Logística

Contratos de operación

En el 2011 se suscribieron las adendas a los contratos de operación para los terminales del Norte, Sur y Centro, que los prorrogaron por 18 meses. La nueva fecha de culminación será entre agosto y setiembre del 2014.

Ejecución del Plan Anual de Adquisiciones y Contrataciones 2011

Durante el 2011 se convocaron, entre procesos programados y no programados en el PACC, 2,454 procesos en el ámbito nacional y 41 procesos en el ámbito internacional, para contratar bienes y servicios y obras, por un monto aproximado ascendente a MMS/.1,151, sin incluir las compras de crudo y sus derivados en el mercado nacional y/o internacional.

A nivel de empresa se ejecutaron 895 procesos. No se recibieron recursos de impugnación, gracias a la adecuada formulación de las bases de los procesos convocados.

9.2 Servicios generales

Entre los principales hechos relevantes para la empresa tenemos:

- La generación de ingresos por un monto de US\$33 millones durante el 2011, por los contratos de arrendamiento y concesión de las unidades privatizadas, así como alquileres en la Oficina Principal.
- Inversiones adicionales por un monto de US\$6.2 millones durante el 2011, a cargo de los operadores de los contratos de operación de los terminales. Ellas han permitido implementar instalaciones para la recepción de productos negros en los terminales Chimbote y Mollendo, facilidades para la mezcla en línea de gasohol en los terminales de Chimbote, Eten, Supe, Salaverry y Pisco, así como para despacho de gasohol en el Terminal del Callao.



10 RESULTADOS ECONÓMICO- FINANCIEROS



10.1 Cifras de PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES DE INTERÉS ECONÓMICO

MMsoles

	2010	2011
Ingresos totales	9,982.8	13,576.6
Costo de ventas	(8,830.4)	(12,143.2)
Gastos de ventas y administración	(581.8)	(656.8)
Otros ingresos egresos	(147.2)	(8.9)
Provisión pensiones de jubilación	(35.0)	(46.0)
UTILIDAD OPERATIVA	388.4	721.7
Ingresos y gastos financieros	27.2	42.1
Impuesto a la renta	(128.1)	(231.2)
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	287.5	532.6

La utilidad neta del ejercicio 2011 de MMS/. 532.6, se explica distinguiendo dos eventos: MMS/. 410.5 corresponden a los resultados sin considerar la adopción de las NIIF y se debe principalmente a los conceptos siguientes:

- El margen de refinación positivo, influenciado por una tendencia alcista de precios internacionales registrado hasta el mes de mayo y la realización de los inventarios de crudo y la compra de productos a precios favorables que se registraron entre octubre y noviembre.
- Incremento volumétrico de ventas (92.1 vs. 87.0 MBD del año precedente), explicado por la mayor comercialización de gasolinas y Diésel B5 en el sector vehicular y mayores ventas de petróleos industriales para el sector pesquero.
- La ganancia por diferencia de cambio ascendente a MMS/. 45.8.
- En tanto que MMS/. 122.1 se debe al efecto neto de los ajustes y provisiones en las cuentas que tuvieron impacto material (activo fijo, principalmente) como consecuencia de la adopción plena de las NIIF, cuyo detalle de los conceptos involucrados es el siguiente:

Conceptos	MS/.
Depreciación correspondiente a los activos revaluados	(32,589)
Ajuste en el cálculo del impuesto a la renta diferido pasivo, correspondiente a la depreciación de activos revaluados	9,776
Reversión de la provisión por deterioro de la unidad de negocios Oleoducto reconocido en el ejercicio 2010 (con efecto a resultados acumulados de ese periodo)	207,000
Ajuste en el cálculo del impuesto a la renta diferido por efectos de la reversión de la provisión por deterioro de la unidad de negocios Oleoducto.	(62,100)
Total de la utilidad neta adicional por efectos de los ajustes y provisiones como consecuencia de la adopción de las NIIF	122,087

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA DE INTERÉS ECONÓMICO

MMsoles

	Al 01.01.2010	2010	2011
Activo corriente	2,257.2	2,958.8	3,627.0
Activo no corriente	2,135.4	2,213.2	2,714.3
Total activo	4,392.6	5,172.0	6,341.3
Pasivo corriente	1,765.8	2,236.0	2,754.9
Pasivo no corriente	798.5	805.1	922.9
Total pasivo	2,564.3	3,041.1	3,677.8
Patrimonio neto	1,828.4	2,130.9	2,663.5
Total pasivo y patrimonio	4,392.6	5,172.0	6,341.3

Al 31 de diciembre de 2011 el capital de trabajo es de MMS/.872 superior en 17% respecto del 2010, que fue de MMS/.723, lo que ha permitido un mejor margen de maniobra para enfrentar las obligaciones de corto plazo.

El activo corriente en el 2011 se ha incrementado en MMS/.668 respecto del 2010, debido principalmente al incremento de las existencias en más de MMS/.623, por el mayor costo del crudo y los productos derivados. En adición, el volumen de crudo almacenado y productos terminados también

fueron superiores. El saldo de cuentas por cobrar comerciales aumentó por el incremento de la deuda de los clientes mayoristas, las Fuerzas Armadas y las compañías mineras, influenciadas por el mayor precio de venta. Otras cuentas por cobrar muestran una disminución debido a la cobranza importante de la deuda del FEPC y pagos de la Sunat por reclamaciones de tributos pagados en exceso; pero contrarrestado por el mayor crédito fiscal por IGV registrado en el presente año.

El activo no corriente se ha incrementado en el rubro otras cuentas por cobrar en MMS/.176 por el embargo de la Sunat por el supuesto no pago de tributos (MMS/.120) en la importación de Turbo A1 y acotación y resolución de cobranza por el mismo concepto (MMS/.56) en la venta de ese producto en el 2006 destinado a empresas de aviación, respectivamente, cuyas resoluciones del Tribunal Fiscal están en procesos impugnatorios contencioso-administrativos, en la vía judicial. Asimismo, al incremento importante en el rubro propiedad, planta y equipo como resultado del efecto neto de la revaluación de terrenos y ciertos rubros de la cuenta Maquinaria y Equipo, como consecuencia del proceso de adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera.

El pasivo corriente en el 2011 se ha incrementado en MMS/.519 respecto del año precedente, debido al mayor endeudamiento para cubrir obligaciones financieras derivado de las importaciones de petróleo y productos derivados, así como por el financiamiento directo de proveedores de crudo y productos nacionales y extranjeros. En adición, los precios de compra del 2011 fueron superiores. El pasivo no corriente del 2011 se ha incrementado, así como el del ejercicio del 2010 se ha ajustado en el rubro de impuesto a la renta diferido pasivo por la provisión del impuesto a la renta por efecto de la adopción de las NIIF referido al incremento de Propiedad Planta y Equipo (valuación de terrenos y maquinaria y equipo); así también por la provisión, en Otras Cuentas por Pagar, por el fraccionamiento de resolución de acotación y pago por el supuesto no pago de tributos en la venta de Turbo A1 en el 2006 destinada a empresas de aviación.

El capital social en el 2011 se mantiene registrado en MMS/.1,094.7, igual que en el año precedente. El aumento de capital social aprobado por la junta general de accionistas el 30 de setiembre del 2011 por MMS/.277.2 está registrado transitoriamente en la cuenta Capital Adicional, debido a que recién el 27 de marzo del 2012 se completó la forma legal y su inscripción en los Registros Públicos de Personas Jurídicas de Lima, tras lo cual en el ejercicio 2012 se transferirá a la cuenta Capital Social, con lo que el nuevo capital social ascenderá a MMS/.1,371.9.

La cuenta de Resultados Acumulados ha tenido un movimiento en el ejercicio 2011 como consecuencia de la adopción de las NIIF, por la contabilización de los ajustes que deben reconocerse en el ejercicio del 2010 para ser comparativos con el ejercicio 2011, lo que se muestra en el cuadro siguiente:

CONCEPTOS	MS/.	
Valuación de propiedad, planta y equipo al 01.01.2010:		
• Terrenos	566,530	
• Maquinaria y equipo	925,843	
Depreciación correspondiente a los activos revaluados	(30,086)	
Reversión del ajuste por corrección monetaria periodo 1994-2004	(145,550)	(1)
Provisión por deterioro de activo fijo al 01.01.2010	(207,000)	(2)
Impuesto a la renta diferido (revaluación activos)	(332,921)	(3)
Equivalente al valor neto del ajuste del rubro Propiedad, Planta y Equipo por adopción de NIIF al 31.12.2011. No capitalizable	776,816	
Reclasificación de participación de los trabajadores en las utilidades (según NIC 19 Beneficios a los empleados)		
• Año 2009	(64,174)	
• Año 2010	16,409	
Utilidad neta del ejercicio		
• Utilidades del ejercicio antes de los ajustes por adopción de NIIF	410,540	
• Utilidades generadas por efectos de los ajustes por adopción de NIIF	122,087	
Resultado acumulado neto al 31.12.2011	1'261,678	

- Según la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias, el activo se debió ajustar por inflación solo durante el periodo en que el Perú fue hiperinflacionario, lo que ocurrió hasta 1994. En consecuencia se debe reversar los ajustes efectuados hasta el 2004, fecha en que estuvo vigente la norma que facultaba ajustes por corrección monetaria.
- En el 2011, la empresa efectuó la evaluación de sus inmuebles, maquinaria y equipo de acuerdo con la NIC 36 Deterioro del Valor de los Activos. Esta valuación determinó que los valores en libros de su unidad generadora de efectivo-Oleoducto justificaba castigar su valor en virtud de que los flujos futuros no podían cubrir la depreciación de sus activos, ajuste que se reconoció, para fines de comparación en el ejercicio 2010

y que se recuperó con abono a ingresos en el ejercicio 2011, en que los flujos ya eran favorables.

3. Impuesto a la renta diferido generado por ajuste del activo fijo derivado de la revaluación, ajuste por corrección monetaria, depreciación y deterioro.
4. Mediante Oficio Circular N° 298-2010-EF/96.06.3, la Conasev comunica el acuerdo del Comité de Interpretación de las NIIF (CINIIF) para registrar la participación de los trabajadores de acuerdo con la NIC 19 Beneficios a los Empleados y no por analogía con la NIC 12 Impuestos a las Ganancias, como se venía afectando en los años 2009 y 2010. De acuerdo con ello, el reconocimiento de la participación de los trabajadores se realizará solo por los gastos de compensación por los servicios prestados en el ejercicio y su presentación en los estados financieros debe corresponder a gastos de personal y su distribución a los costos de producción y gastos de ventas y administración.

Finalmente, el incremento del patrimonio neto se debe principalmente a la utilidad neta del ejercicio de MMS/.532.6.

RIESGO CAMBIARIO

Al 31 de diciembre del 2011, el tipo de cambio se ubicó en S/.2.697 por US\$1.00, lo que dio lugar a una apreciación del nuevo sol en 3.99% (nominalmente). El dólar estadounidense continúa devaluándose respecto al nuevo sol, lo que muestra una marcada volatilidad en el tercer trimestre por el escenario político nacional. En el ámbito internacional se mantiene la incertidumbre, pues se observa una moderada tendencia a la baja en la cotización de la mencionada divisa, que se sustenta en un contexto en que el país mantiene cuentas externas favorables y de mayor oferta de dólares, lo que origina una expectativa de que el sol continuará apreciándose respecto del dólar estadounidense en el corto plazo.

En este escenario, la empresa se ha visto favorecida con la variación positiva del tipo de cambio en MMS/.45.8. Al 31 de diciembre de 2011 el tipo de cambio se ubicó en 2.809 nuevos soles.

INDICADORES FINANCIEROS

Indicador	Unidad	2010	2011
Índice de liquidez			
Liquidez general	S/.	1.3	1.3
Prueba ácida	S/.	0.6	0.5
Índice de solvencia			
Endauidamiento patrimonial	N° veces	1.4	1.4

Indicador	Unidad	2010	2011
Índice de rentabilidad			
Rentabilidad económica (ROA)			
Antes de adopción de las NIIF	%	10.3	12.1
Con adopción de las NIIF	%		11.4
Rentabilidad financiera (ROE)			
Antes de adopción de las NIIF	%	21.4	25.4
Con adopción de las NIIF	%		20.0

Los índices de liquidez y solvencia se han mantenido similares al año anterior.

La rentabilidad económica (ROA) y la rentabilidad financiera (ROE) se han incrementado respecto del 2010 debido a los mayores ingresos por ventas y al incremento del patrimonio neto como consecuencia de las utilidades del ejercicio antes de la adopción de las NIIF, y se reducen ligeramente considerando la adopción de NIIF, debido al efecto de las depreciaciones de los activos fijos revaluados.

ADMINISTRACIÓN FINANCIERA

La gestión de la tesorería se desarrolló en dos escenarios contrapuestos. Por un lado, un escenario volátil de los mercados internacionales, tanto financiero como del petróleo crudo, y como contraparte un escenario local marcado por una clara tendencia a la baja de las tasas de interés y el tipo de cambio; a esto último se agrega el retraso en el pago por parte del FEPC.

En este contexto, las principales acciones estuvieron orientadas a cumplir las obligaciones que permitieran asegurar la operatividad de la empresa y el avance del proyecto de modernización de Refinería Talara. Entre estas acciones están las operaciones de financiamiento, las cuales se concentraron en comercio exterior y compras locales de crudo y condensados.

Las compras locales se financiaron a tasas que fluctuaron entre 0.85 y 1.35% anual. Las comisiones por cartas de crédito de importación fluctuaron entre 0.0506% y 0.10% frente a 0.08% y 0.25% del año anterior, en tanto que las tasas por financiamiento para importaciones osciló entre 0.85 y 1.83% anual frente a 0.75 y 1.48% obtenido en el 2010; resultados que se consideran favorables ante la incertidumbre de los mercados como consecuencia de la crisis financiera internacional.

11 INGRESOS GENERADOS PARA EL ESTADO



Durante el 2010 PETROPERÚ S.A generó recursos para el Estado por un total de MMS/. 3,408.7, MMS/. 141.3 por operaciones propias y MMS/. 3,267.4 como agente recaudador de los impuestos selectivo al consumo, general a las ventas, renta y contribuciones retenidas al personal. En tanto que PETROPERÚ S.A aplico un crédito fiscal por un total de MMS/. 2,303.6, correspondiente a los impuestos selectivo al consumo y general a las ventas pagados en sus adquisiciones.

INGRESOS GENERADOS PARA EL ESTADO
(Millones de Nuevos Soles)

	2010	2011
POR LAS OPERACIONES DE LA EMPRESA		
ISC en importaciones de productos	-	-
Impuesto a la renta	90.1	89.4
Derechos de importación	-	1.5
Alicuota Osinerg/DGH d.a. 114-2001-PCM	39.2	50.9
Impuesto a las transacciones financieras ITF	12.0	4.7
Sub-total	141.3	146.5
POR CUENTA DE TERCEROS		
Impuesto general a las ventas	1,678.5	2,042.6
Impuesto selectivo al consumo	1,339.5	1,260.7
Impuesto al rodaje	128.2	173.2
IGV-Retenciones por pagar (proveedores)	10.1	11.3
Impuesto a la renta retenido al personal	36.9	41.9
Otros tributos	74.2	67.8
Sub-total	3,267.4	3,597.5
TOTAL INGRESOS GENERADOS	3,408.7	3,744.0
CRÉDITO FISCAL UTILIZADO		
Crédito fiscal IGV	(1,711.9)	(2,205.4)
Crédito fiscal ISC	(591.7)	(541.6)
TOTAL	(2,303.6)	(2,747.0)



FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS
(En millones de nuevos soles)

Detalle	2010	2011
Saldo Inicial	238.4	409.3
Por compensación de precio (ingresos)	473.5	1,044.0
Por aportacion de precios (gasto)	(22.9)	(24.8)
Neto abonado a ventas	689.0	1,428.5
Cobranza y pagos de compensacion y/o aportación	(279.7)	(1,208.0)
Saldo final al 31 de diciembre	409.3	220.5

El Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustible, ha acumulado una deuda al 31 de diciembre de 2011 en favor de PETROPERÚ S.A. de MMS/. 220.5, cuyo costo financiero es asumido por la Empresa.

12 GOBIERNO CORPORATIVO



PETROPERÚ S.A. ha adoptado un firme compromiso con las mejores prácticas de Gobierno Corporativo, para fortalecer su estructura de gobierno y situarse en lo que se refiere a este aspecto, en una posición diferenciada en el Perú, particularmente frente a otras empresas del Estado. En ese sentido, PETROPERÚ S.A. ha dedicado un equipo específico para la definición de planes de acción y responsabilidades de las distintas instancias a nivel interno de la empresa, para implementar en forma coordinada y gradual estas prácticas.

El Código de Buen Gobierno Corporativo de PETROPERÚ S.A., consta de 27 principios que rigen su actuación en las relaciones entre la Junta General de Accionistas, el Directorio, la Administración de la Empresa y los demás grupos de interés involucrados en su buen desempeño. Está orientado a generar competitividad, preservar, mantener y promover la integridad y ética empresarial, asegurar la confianza de los accionistas e inversionistas en la gestión de la sociedad, el cumplimiento de los compromisos con los grupos de interés y el conocimiento público de su gestión.

Durante el año 2011, se desarrolló la Guía de Implementación y Monitoreo del Código de Buen Gobierno Corporativo.

Por otro lado, el Banco Interamericano de Desarrollo y la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional, dentro del programa Energía Sostenible para Todos, a través del Ministerio de Economía y Finanzas, han ofrecido cooperaciones no reembolsables para el fortalecimiento institucional y creación de capacidades, a fin de mejorar las prácticas de Buen Gobierno Corporativo.

**(10150) INFORMACIÓN SOBRE EL CUMPLIMIENTO
DE LOS PRINCIPIOS DE BUEN GOBIERNO PARA LAS
SOCIEDADES PERUANAS**
(Correspondiente al ejercicio 2011)

Razón Social	: Petróleos del Perú, PETROPERÚ S.A. (En adelante, EMPRESA)
RUC	: 20100128218
Dirección	: Av. Enrique Canaval Moreyra 150 San Isidro, Lima, Perú
Teléfonos	: (511) 614-5000
Fax	: (511) 442-5419
Página Web	: http://www.petroperu.com.pe
Correo electrónico	: webmaster@petroperu.com.pe
Representante Bursátil	: Manuel Nele Martel Martel
Razón social de la empresa revisora⁵	: _____

⁵Solo es aplicable en el caso en que la información contenida en el presente informe haya sido revisada por alguna empresa especializada (por ejemplo: sociedad de auditoría, empresa de consultoría).

INSTRUCCIONES

En la Sección Primera del presente informe, se evalúan 26 recomendaciones de los Principios de Buen Gobierno para las Sociedades Peruanas⁶.

Respecto a cada recomendación evaluada, la EMPRESA deberá:

- a. Para la Evaluación Subjetiva marcar con un aspa (x) el nivel de cumplimiento que considere adecuado, teniendo en consideración la siguiente escala:

0	no cumple el principio
1 – 3	cumple parcialmente el principio
4	cumple totalmente el principio

- b. Para la Evaluación Objetiva marcar con un aspa (x) una o más de las alternativas indicadas y completar en detalle la información solicitada.⁷

En la Sección Segunda del presente informe, se evalúa una serie de aspectos referidos a los derechos de los accionistas, el Directorio, las responsabilidades de la EMPRESA y los accionistas y tenencias. En esta sección, la EMPRESA deberá completar la información solicitada, ya sea marcando con un aspa (x) una o más alternativa(s) incluidas en cada pregunta y/o completando en detalle la información solicitada.

⁶El texto de los Principios de Buen Gobierno para las Sociedades Peruanas puede ser consultado en www.smv.gob.pe

⁷Para dicho efecto, podrá incorporar líneas a los cuadros incluidos en el presente informe o, en su defecto, replicar los cuadros modelos las veces que sean necesarias.

Información Consolidada:

I. SECCIÓN PRIMERA: EVALUACIÓN DE 26 PRINCIPIOS

LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
1. Principio (I.C.1, segundo párrafo). - No se debe incorporar en la agenda asuntos genéricos, debiéndose precisar los puntos a tratar de modo que se discuta cada tema por separado, facilitando su análisis y evitando la resolución conjunta de temas respecto de los cuales se puede tener una opinión diferente.					X
2. Principio (I.C.1, tercer párrafo). - El lugar de celebración de las Juntas Generales se debe fijar de modo que se facilite la asistencia de los accionistas a las mismas.					X

- a. Indique el número de juntas de accionistas convocadas por la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

I. TIPO	NÚMERO
JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS	5*
JUNTA ESPECIAL DE ACCIONISTAS	

* Las Juntas de Accionistas del 14.04.11 y del 08.08.11 fueron Juntas Universales.

b. De haber convocado a juntas de accionistas, complete la siguiente información para cada una de ellas.

FECHA DE AVISO DE CONVOCA-TORIA*	FECHA DE LA JUNTA	LUGAR DE LA JUNTA	TIPO DE JUNTA		QUÓRUM %	Nº DE ACC. ASISTENTES	DURACIÓN	
			ESPECIAL	GENERAL			HORA DE INICIO	HORA DE TÉRMINO
30.03.11	11.04.11	Ministerio de Energía y Minas	(...)	(X)	100	5	11:00 am	12:00 m
Junta Universal	14.04.11	Ministerio de Energía y Minas	(...)	(X)	100	5	11:30 am	12:00 m
Junta Universal	08.08.11	Ministerio de Energía y Minas	(...)	(X)	100	5	16:00 pm	16:30 pm
01.09.11	05.09.11	Ministerio de Energía y Minas	(...)	(X)	100	5	12:00 m	13:15 pm
17.09.11	30.09.11	Ministerio de Energía y Minas	(...)	(X)	100	5	11:00 am	12:15 pm

* En caso de haberse efectuado más de una convocatoria, indicar la fecha de cada una de ellas.

Las Juntas Generales de Accionistas se celebraron todas en primera convocatoria. Asimismo, se convocó mediante avisos en los diarios a una Junta General de Accionistas para los días 16 de diciembre (Primera Convocatoria) y 20 de diciembre (Segunda Convocatoria); sin embargo, la Junta no se celebró debido al cambio del Ministro de Energía y Minas. Cada una de las Juntas Generales de Accionistas se celebraron en el Ministerio de Energía y Minas, sede del principal y único accionista de PETROPERÚ S.A.

Adicionalmente, cabe mencionar que los temas tratados en cada una de las Juntas Generales de Accionistas coincidieron con los temas propuestos tanto en la agenda como en los avisos de convocatoria a Junta.

c. ¿Qué medios, además del contemplado en el artículo 43° de la Ley General de Sociedades, utiliza la EMPRESA para convocar a las Juntas?

(...) CORREO ELECTRÓNICO

(...) DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA

(...) VÍA TELEFÓNICA

(...) PÁGINA DE INTERNET

(...) CORREO POSTAL

(...) OTROS. Detalle

(X) NINGUNO

d. Indique si los medios señalados en la pregunta anterior están regulados en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADOS

Nota.- El artículo 14° del Reglamento de Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A. establece que las convocatorias se publiquen en la página web de la empresa.

- e. En caso la EMPRESA cuente con una página web corporativa, ¿es posible obtener las actas de las juntas de accionistas a través de dicha página?

	SÍ	NO
SOLO PARA ACCIONISTAS	(...)	(X)
PARA EL PÚBLICO EN GENERAL	(...)	(X)

(...) NO CUENTA CON PÁGINA WEB

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
<p>3. Principio (I.C.2).- Los accionistas deben contar con la oportunidad de introducir puntos a debatir, dentro de un límite razonable, en la agenda de las Juntas Generales.</p> <p>Los temas que se introduzcan en la agenda deben ser de interés social y propios de la competencia legal o estatutaria de la Junta. El Directorio no debe denegar esta clase de solicitudes sin comunicar al accionista un motivo razonable.</p>			X		

- a. Indique si los accionistas pueden incluir puntos a tratar en la agenda mediante un mecanismo adicional al contemplado en la Ley General de Sociedades (artículo 117° para sociedades anónimas regulares y artículo 255° para sociedades anónimas abiertas).

(X) SÍ (...) NO

- b. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa detalle los mecanismos alternativos.

El 100% de las acciones de PETROPERÚ S.A. pertenecen al Estado peruano. Las agendas de Junta General de Accionistas son determinadas por el Directorio de PETROPERÚ S.A.

Es preciso indicar, que el artículo 13° del Reglamento de Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A. establece un procedimiento para que los accionistas minoritarios soliciten por escrito la inclusión de temas en la agenda de la Junta Obligatoria Anual. Los accionistas

minoritarios deben cursar una comunicación escrita dirigida al Departamento Relaciones Corporativas o a través de la página web. Esta comunicación debe efectuarse dentro de los 45 primeros días de cada ejercicio. El Directorio tiene un plazo máximo de 15 días para responder por escrito y de forma razonada a los accionistas solicitantes sobre la aceptación o no de la solicitud de inclusión de temas a ser incluidos en la Agenda de Junta Obligatoria Anual cuando esta solicitud esté respaldada por al menos el 5% de las acciones de clase B. En el caso que la solicitud esté respaldada por un mínimo del 10% de las acciones clase B o el 20% de las acciones clase A, la inclusión en agenda de las sugerencias propuestas será obligatoria.

Si bien actualmente no existen accionistas minoritarios en PETROPERÚ S.A., en el momento que se incorporen nuevos accionistas, se aplicarán los mecanismos para incluir puntos en la agenda regulados en el Reglamento de Junta de Accionistas de la empresa.

- c. Indique si los mecanismos descritos en la pregunta anterior están regulados en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADOS

- d. Indique el número de solicitudes presentadas por los accionistas durante el ejercicio materia de este informe para la inclusión de temas a tratar en la agenda de juntas.

NÚMERO DE SOLICITUDES		
RECIBIDAS	ACEPTADAS	RECHAZAS
NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
4. Principio (I.C.4.i). - El estatuto no debe imponer límites a la facultad que todo accionista con derecho a participar en las Juntas Generales pueda hacerse representar por la persona que designe.			X		

a. De acuerdo con lo previsto en el artículo 122° de la Ley General de Sociedades, indique si el estatuto de la EMPRESA limita el derecho de representación, reservándolo:

(...) A FAVOR DE OTRO ACCIONISTA

(...) A FAVOR DE UN DIRECTOR

(...) A FAVOR DE UN GERENTE

(X) NO SE LIMITA EL DERECHO DE REPRESENTACIÓN (*)

Nota.- Esto aplicaría solo en caso de accionistas privados.

b. Indique para cada Junta realizada durante el ejercicio materia del presente informe la siguiente información:

TIPO DE JUNTA		FECHA DE JUNTA	PARTICIPACIÓN (%) SOBRE EL TOTAL DE ACCIONES CON DERECHO A VOTO	
GENERAL	ESPECIAL		A TRAVÉS DE PODERES*	EJERCICIO DIRECTO
(X)	(...)	11.04.11		100
(X)	(...)	14.04.11		100
(X)	(...)	08.08.11		100
(X)	(...)	05.09.11		100
(X)	(...)	30.09.11		100

* No aplica dado que los representantes del Estado no pueden delegar la representación.

c. Indique los requisitos y formalidades exigidas para que un accionista pueda representarse en una junta.

FORMALIDAD (INDIQUE SI LA EMPRESA EXIGE CARTA SIMPLE, CARTA NOTARIAL, ESCRITURA PÚBLICA U OTROS)	CARTA CON FIRMA LEGALIZADA PARA CADA SESIÓN DE JGA EN EL CASO DE ACCIONISTAS PRIVADOS (*)
ANTICIPACIÓN (NÚMERO DE DÍAS PREVIOS A LA JUNTA CON QUE DEBE PRESENTARSE EL PODER)	ANTES DE LA JUNTA, NO SE PRECISA NÚMERO DE DÍAS PREVIOS
COSTO (INDIQUE SI EXISTE UN PAGO QUE EXIJA LA EMPRESA PARA ESTOS EFECTOS Y A CUÁNTO ASCIENDE)	SIN COSTO ALGUNO

(*) El Estado como accionista se representa en Junta General de Accionistas a través de cinco (5) miembros designados por Decreto Supremo. Los representantes del Estado no pueden hacerse representar por otra persona.

d. Indique si los requisitos y formalidades descritas en la pregunta anterior están regulados en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADOS

TRATAMIENTO EQUITATIVO DE LOS ACCIONISTAS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
5. Principio (II.A.1, tercer párrafo). - Es recomendable que la sociedad emisora de acciones de inversión u otros valores accionarios sin derecho a voto, ofrezca a sus tenedores la oportunidad de canjearlos por acciones ordinarias con derecho a voto o que prevean esta posibilidad al momento de su emisión.					X

- a. ¿La EMPRESA ha hecho algún proceso de canje de acciones de inversión en los últimos cinco años?

(...) SÍ (...) NO (X) NO APLICA

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
6. Principio (II.B). - Se debe elegir un número suficiente de directores capaces de ejercer un juicio independiente, en asuntos donde haya potencialmente conflictos de intereses, pudiéndose, para tal efecto, tomar en consideración la participación de los accionistas carentes de control. <i>Los directores independientes son aquellos seleccionados por su prestigio profesional y que no están vinculados con la administración de la sociedad ni con los accionistas principales de la misma.</i>					X

- a. Indique el número de directores dependientes e independientes de la EMPRESA⁸.

DIRECTORES	NÚMERO
DEPENDIENTES	3
INDEPENDIENTES	2
Total	5

Deben ser profesionales de reconocido prestigio, competencia y experiencia, cuya vinculación con PETROPERÚ S.A., sus accionistas, directores, miembros de la plana gerencial, se circunscriba exclusivamente a su pertenencia al Directorio, debiéndose verificar que estas personas reúnan las condiciones que aseguren su imparcialidad, objetividad e independencia. No podrán ser designados como directores independientes los funcionarios y servidores públicos, así como aquellas personas que hayan tenido vínculo laboral con PETROPERÚ S.A. o relación comercial o contractual de carácter significativo con la empresa dentro de los dos últimos años anteriores a la fecha de su designación. Asimismo, no pueden ser designados como directores independientes las personas que mantengan litigio o conflicto de intereses con la empresa, o que, en general estén incurso dentro de las incompatibilidades establecidas en el artículo 161° de la Ley N° 26887, Ley General de Sociedades.

Es preciso indicar que no existe un procedimiento establecido para la designación de los directores independientes.

- b. Indique los requisitos especiales (distintos de los necesarios para ser director) para ser director independiente de la EMPRESA

(...) NO EXISTEN REQUISITOS ESPECIALES

⁸Los directores independientes son aquellos que no se encuentran vinculados con la administración de la entidad emisora ni con sus accionistas principales. Para dicho efecto, la vinculación se define en el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupo Económico. Los accionistas principales, por su parte, son aquellas personas naturales o jurídicas que tienen la propiedad del 5% o más del capital de la entidad emisora.

- c. Indique si los requisitos especiales descritos en la pregunta anterior están regulados en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADOS

- d. Indique si los directores de la EMPRESA son parientes en primer grado o en segundo grado de consanguinidad, o parientes en primer grado de afinidad, o cónyuge de:

NOMBRES Y APELLIDOS DEL DIRECTOR	VINCULACIÓN CON:			NOMBRES Y APELLIDOS DEL ACCIONISTA ^{1/} / DIRECTOR / GERENTE	AFINIDAD	INFORMACIÓN ADICIONAL ^{2/}
	ACCIONISTA ^{1/}	DIRECTOR	GERENTE			
NINGUNO	(...)	(...)	(...)			
NINGUNO	(...)	(...)	(...)			
NINGUNO	(...)	(...)	(...)			

^{1/} Accionistas con una participación igual o mayor al 5% de las acciones de la empresa (por clase de acción, incluidas las acciones de inversión).

^{2/} En el caso exista vinculación con algún accionista incluir su participación accionaria. En el caso la vinculación sea con algún miembro de la plana gerencial, incluir su cargo.

- e. En caso algún miembro del Directorio ocupe o haya ocupado durante el ejercicio materia del presente informe algún cargo gerencial en la EMPRESA, indique la siguiente información:

NOMBRES Y APELLIDOS DEL DIRECTOR	CARGO GERENCIAL QUE DESEMPEÑA O DESEMPEÑÓ	FECHA EN EL CARGO GERENCIAL	
		INICIO	TÉRMINO
NINGUNO			
NINGUNO			
NINGUNO			

- f. En caso algún miembro del Directorio de la EMPRESA también sea o haya sido durante el ejercicio materia del presente informe miembro de Directorio de otra u otras empresas inscritas en el Registro Público del Mercado de Valores, indique la siguiente información:

NOMBRES Y APELLIDOS DEL DIRECTOR	DENOMINACIÓN SOCIAL DE LA(S) EMPRESA(S)	FECHA	
		INICIO	TÉRMINO
NINGUNO			
NINGUNO			

COMUNICACIÓN Y TRANSPARENCIA INFORMATIVA

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
<p>7. Principio (IV.C, segundo, tercer y cuarto párrafo).- Si bien, por lo general las auditorías externas están enfocadas a dictaminar información financiera, éstas también pueden referirse a dictámenes o informes especializados en los siguientes aspectos: peritajes contables, auditorías operativas, auditorías de sistemas, evaluación de proyectos, evaluación o implantación de sistemas de costos, auditoría tributaria, tasaciones para ajustes de activos, evaluación de cartera, inventarios, u otros servicios especiales.</p> <p>Es recomendable que estas asesorías sean realizadas por auditores distintos o, en caso las realicen los mismos auditores, ello no afecte la independencia de su opinión. La sociedad debe revelar todas las auditorías e informes especializados que realice el auditor.</p> <p>Se debe informar respecto a todos los servicios que la sociedad auditora o auditor presta a la sociedad, especificándose el porcentaje que representa cada uno, y su participación en los ingresos de la sociedad auditora o auditor.</p>	X				

- a. Indique la siguiente información de las sociedades de auditoría que han brindado servicios a la EMPRESA en los últimos cinco años.

RAZÓN SOCIAL DE LA SOCIEDAD DE AUDITORÍA	SERVICIO*	PERIODO	RETRIBUCIÓN**
Dongo-Soria Gaveglio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada (PwC)	Auditoría Financiera	2011	100%
Dongo-Soria Gaveglio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada (PwC)	Auditoría Financiera	2010	100%
KPMG CAIPO Y ASOCIADOS S.C.	Auditoría Financiera	2009	100%
KPMG CAIPO Y ASOCIADOS S.C.	Auditoría Financiera	2008	100%
PORTAL VEGA & ASOCIADOS SOCIEDAD CIVIL (POLARIS INTERNACIONAL)	Auditoría Financiera	2007	100%

* Incluir todos los tipos de servicios tales como dictámenes de información financiera, peritajes contables, auditorías operativas, auditorías de sistemas, auditoría tributaria u otros servicios especiales.

** Del monto total pagado a la sociedad de auditoría por todo concepto, indicar el porcentaje que corresponde a retribución por servicios de auditoría financiera.

- b. Describa los mecanismos preestablecidos para contratar a la sociedad de auditoría encargada de dictaminar los estados financieros anuales (incluida la identificación del órgano de la EMPRESA encargado de elegir a la sociedad auditora).

De conformidad con el artículo 28° del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1031, aprobado por Decreto Supremo N° 176-2010-EF, así como lo establecido en el Principio 13 del Código de Buen Gobierno Corporativo sobre la designación de sociedades de auditoría, la Junta General de Accionistas de PETROPERÚ S.A. aprueba los criterios de selección de las sociedades de auditoría, los cuales deberán ser incorporados a las bases del concurso público de méritos conducido por la Contraloría General de la República.

Para tal efecto, el Directorio de PETROPERÚ S.A. será responsable de proponer ante la Junta los criterios de selección del auditor externo, para ser incorporados en las bases del concurso público de méritos conducido por la Contraloría General de la República, de acuerdo con lo previsto en el artículo 22° del Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de la empresa.

(...) NO EXISTEN MECANISMOS PREESTABLECIDOS

- c. Indique si los mecanismos descritos en la pregunta anterior están contenidos en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(X)	(...)	(X)	Reglamento de las Sociedades de Auditoría conformantes del Sistema Nacional de Control (Resolución de Contraloría 063-2007-CG). Código de Buen Gobierno Corporativo. Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADOS

- d. Indique si la sociedad de auditoría contratada para dictaminar los estados financieros de la EMPRESA correspondientes al ejercicio materia del presente informe, dictaminó también los estados financieros del mismo ejercicio para otras empresas de su grupo económico.

(...) Sí (X) NO

RAZÓN SOCIAL DE LA(S) EMPRESA(S) DEL GRUPO ECONÓMICO

- e. Indique el número de reuniones que durante el ejercicio materia del presente informe el área encargada de auditoría interna ha celebrado con la sociedad auditora contratada.

NÚMERO DE REUNIONES							
0	1	2	3	4	5	MÁS DE 5	NO APLICA
(X)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
8. Principio (IV.D.2).- La atención de los pedidos particulares de información solicitados por los accionistas, los inversionistas en general o los grupos de interés relacionados con la sociedad, debe hacerse a través de una instancia y/o personal responsable designado al efecto.				X	

- a. Indique cuál(es) es(son) el(los) medio(s) o la(s) forma(s) por la que los accionistas o los grupos de interés de la EMPRESA pueden solicitar información para que su solicitud sea atendida.

	ACCIONISTAS	GRUPOS DE INTERÉS
CORREO ELECTRÓNICO	(X)	(X)
DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA	(X)	(X)
VÍA TELEFÓNICA	(X)	(X)
PÁGINA DE INTERNET	(X)	(X)
CORREO POSTAL	(X)	(X)
Otros. Detalle	(...)	(...)

Nota.- El canal de información de PETROPERÚ S.A. con sus accionistas clases A y clase B es a nivel de Directorio y/o Presidente de Directorio. Ello debido a que el Estado es el único accionista de la empresa.

La Junta está compuesta por cinco miembros en representación del Estado, designados por Decreto Supremo y compuesto de la siguiente manera: el ministro de Energía y Minas, quien la preside, el ministro de Economía y Finanzas, el viceministro de Energía del Ministerio de Energía y Minas, el viceministro de Economía del Ministerio de Economía y Finanzas y el secretario general del Ministerio de Energía y Minas. ⁹Cada integrante de la Junta General de Accionistas ejerce la representación de las acciones del 20% del capital social.¹⁰

En caso la propiedad de las acciones clase B deje de pertenecer al Estado los canales básicos de información de PETROPERÚ S.A. con sus accionistas de clase B (que podrían ser accionistas ajenos al Estado) son la página web corporativa y el Departamento Relaciones Corporativas.

⁹ Decreto Supremo N° 056-2008-EM.

¹⁰ Decreto Supremo N° 006-2009-EM.

- b. Sin perjuicio de las responsabilidades de información que tienen el gerente general de acuerdo con el artículo 190° de la Ley General de Sociedades, indique cuál es el área y/o persona encargada de recibir y tramitar las solicitudes de información de los accionistas. En caso sea una persona la encargada, incluir adicionalmente su cargo y área en la que labora.

ÁREA ENCARGADA	DIRECTORIO
-----------------------	------------

PERSONA ENCARGADA		
NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	ÁREA
HUMBERTO CAMPODÓNICO SÁNCHEZ	PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	

ÁREA ENCARGADA	DEPARTAMENTO DE RELACIONES CORPORATIVAS RESPONSABLE DE OFICINA PRINCIPAL – ACUERDO DIRECTORIO N° 039-2009-PP ATENCIÓN SOLICITUDES DE INFORMACIÓN PÚBLICA - LEY DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA
-----------------------	---

PERSONA ENCARGADA		
NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	ÁREA
NORA LOREDO	GERENTE	DEPARTAMENTO DE RELACIONES CORPORATIVAS

Nota.- Cada una de las Gerencias de Operaciones de PETROPERÚ S.A. (Conchán, Talara, Oleoducto y Selva) son responsables de brindar información a los ciudadanos que la requieran al amparo de la Ley de Transparencia a través del Portal web de la EMPRESA, la cual es recibida por la Gerencia de Relaciones Corporativas y derivada a la Gerencia de Operaciones competente o directamente a través de las Oficinas de Trámite Documentario.

- c. Indique si el procedimiento de la EMPRESA para tramitar las solicitudes de información de los accionistas y/o los grupos de interés de la EMPRESA está regulado en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A.
			(X)	Directiva Dirigida a los Gerentes de PETROPERÚ S.A. designados mediante Acuerdo de Directorio N° 039-2009-PP a Cargo de la Atención de Solicitudes de Información Pública- Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública N° 27806.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) LA EMPRESA CUENTA CON UN PROCEDIMIENTO PERO ESTE NO ESTÁ REGULADO.

(...) NO APLICA. NO EXISTE UN PROCEDIMIENTO PREESTABLECIDO.

- d. Indique el número de solicitudes de información presentadas por los accionistas y/o grupos de interés de la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

Presidente del Directorio

NÚMERO DE SOLICITUDES		
RECIBIDAS	ACEPTADAS	RECHAZADAS
NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA

Gerencia Departamento Relaciones Corporativas

NÚMERO DE SOLICITUDES		
RECIBIDAS	ACEPTADAS	RECHAZADAS
403	403	0

- e. En caso la EMPRESA cuente con una página web corporativa ¿incluye una sección especial sobre gobierno corporativo o relaciones con accionistas e inversores?

(...) SÍ (X) NO (...) NO CUENTA CON PÁGINA WEB

- f. Durante el ejercicio materia del presente informe indique si ha recibido algún reclamo por limitar el acceso de información a algún accionista.

(...) SÍ (X) NO

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
9. Principio (IV.D.3). - Los casos de duda sobre el carácter confidencial de la información solicitada por los accionistas o por los grupos de interés relacionados con la sociedad deben ser resueltos. Los criterios deben ser adoptados por el Directorio y ratificados por la Junta General, así como incluidos en el estatuto o reglamento interno de la sociedad. En todo caso la revelación de información no debe poner en peligro la posición competitiva de la empresa ni ser susceptible de afectar el normal desarrollo de las actividades de la misma.		X			

- a. ¿Quién decide sobre el carácter confidencial de una determinada información?

(...) EL DIRECTORIO

(...) EL GERENTE GENERAL

(X) OTROS. Detalle: El Presidente de la Junta de Accionistas de PETROPERÚ (El Ministro de Energía y Minas).

- b. Detalle los criterios preestablecidos de carácter objetivo que permiten calificar determinada información como confidencial. Adicionalmente indique el número de solicitudes de información presentadas por los accionistas durante el ejercicio materia del presente informe que fueron rechazadas debido al carácter confidencial de la información.

Los criterios están regulados en diferentes normativas internas, según el grupo de interés del que se trate. Así por ejemplo se considera información confidencial aquella información protegida por el secreto bancario, tributario, comercial, industrial, tecnológico y bursátil. Información vinculada a investigaciones en trámite referida al ejercicio de la potestad sancionadora de la Empresa, Información preparada u obtenida por asesores jurídicos o abogados de la Empresa, Información referida a datos personales de los trabajadores que puedan vulnerar su derecho a la intimidad personal y familiar.

Por otro lado, a partir de la convocatoria a Junta General de Accionistas, según el numeral 4 del artículo 15º del Reglamento de Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A., la EMPRESA está obligada a proporcionar la información solicitada, salvo que, a juicio del Presidente de la Junta, la publicidad de la misma perjudique los intereses sociales, no se refiera a asuntos comprendidos en la agenda o resulte manifiestamente innecesaria.

- Rechazadas por carácter confidencial: Aproximadamente cinco.

(...) NO EXISTEN CRITERIOS PREESTABLECIDOS

- c. Indique si los criterios descritos en la pregunta anterior están contenidos en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de la Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A.
			(X)	CIRCULAR RRHH-AA-059-2006 PROTECCIÓN DE INFORMACIÓN CLASIFICADA COMO CONFIDENCIAL Reglamento de Seguridad de la Información de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADOS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
10. Principio (IV.F, primer párrafo). - La sociedad debe contar con auditoría interna. El auditor interno, en el ejercicio de sus funciones, debe guardar relación de independencia profesional respecto de la sociedad que lo contrata. Debe actuar observando los mismos principios de diligencia, lealtad y reserva que se exigen al Directorio y la Gerencia.			X		

a. Indique si la EMPRESA cuenta con un área independiente encargada de auditoría interna.

(X) Sí (...) NO

b. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, dentro de la estructura orgánica de la EMPRESA indique, jerárquicamente, de quien depende auditoría interna y a quién tiene la obligación de reportar.

DEPENDE DE:	EL GERENTE DE AUDITORÍA, FUNCIONALMENTE Y ADMINISTRATIVAMENTE DE LA CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA.
	EL PERSONAL DE AUDITORÍA, FUNCIONALMENTE DE CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Y ADMINISTRATIVAMENTE DE PETROPERÚ S.A.
REPORTA A:	PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DE PETROPERÚ Y A LA CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA.

c. Indique cuáles son las principales responsabilidades del encargado de auditoría interna y si cumple otras funciones ajenas a la auditoría interna.

Gerencia Auditoría Interna es la encargada de controlar la gestión económica, comercial, administrativa y operacional de la EMPRESA, con sujeción a las normas que rigen el Sistema Nacional de Control. Dicha gerencia informa directamente al Presidente del Directorio de la EMPRESA sobre los requerimientos y resultados de las labores de control inherentes a su ámbito de competencia.

El Gerente de Auditoría Interna depende funcional y administrativamente de la Contraloría General de la República y es designado por esta.

d. Indique si las responsabilidades descritas en la pregunta anterior están reguladas en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(X)	(X)	(...)	Reglamento de Organización y Funciones (ROF) Manual de Organización y Funciones (MOF)

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADAS

LAS RESPONSABILIDADES DEL DIRECTORIO

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
11. Principio (V.D.1). - El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: <i>Evaluar, aprobar y dirigir la estrategia corporativa; establecer los objetivos y metas así como los planes de acción principales, la política de seguimiento, control y manejo de riesgos, los presupuestos anuales y los planes de negocios; controlar la implementación de los mismos; y supervisar los principales gastos, inversiones, adquisiciones y enajenaciones.</i>					X

- a. En caso el Directorio de la EMPRESA esté encargado de la función descrita en este principio, indicar si esta función del Directorio está contenida en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X.)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA PERO ESTA NO ESTÁ REGULADA

(...) NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber:					
12. Principio (V.D.2).- Seleccionar, controlar y, cuando se haga necesario, sustituir a los ejecutivos principales, así como fijar su retribución.				X	

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
13. Principio (V.D.3).- Evaluar la remuneración de los ejecutivos principales y de los miembros del Directorio, asegurándose que el procedimiento para elegir a los directores sea formal y transparente.			X		

- a. En caso el Directorio de la EMPRESA esté encargado de las funciones descritas en este principio, indique si ellas están reguladas en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(X)		(X)	<ul style="list-style-type: none"> Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de PETROPERÚ S.A. Reglamento de Organización y Funciones de PETROPERÚ S.A. Código de Buen Gobierno Corporativo

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

- a. Indique el órgano que se encarga de:

FUNCIÓN	DIRECTORIO	GERENTE GENERAL	OTROS (Indique)
CONTRATAR Y SUSTITUIR AL GERENTE GENERAL	(X)		
CONTRATAR Y SUSTITUIR A LA PLANA GERENCIAL	(X)		
FIJAR LA REMUNERACIÓN DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(X)		
EVALUAR LA REMUNERACIÓN DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(X)		
EVALUAR LA REMUNERACIÓN DE LOS DIRECTORES			Junta General de Accionistas

b. Indique si la EMPRESA cuenta con políticas internas o procedimientos definidos para: (*)

POLÍTICAS PARA:	SÍ	NO
CONTRATAR Y SUSTITUIR A LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(X)	
FIJAR LA REMUNERACIÓN DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(X)	
EVALUAR LA REMUNERACIÓN DE LOS PRINCIPALES EJECUTIVOS	(X)	
EVALUAR LA REMUNERACIÓN DE LOS DIRECTORES	(X)	
ELEGIR A LOS DIRECTORES	(X)	

Nota.- En el artículo 51° del estatuto Social de PETROPERÚ S.A. se contempla la facultad del Directorio para designar, remover, fijar remuneraciones y demás condiciones de trabajo al gerente general y funcionarios que reporten directamente a la Gerencia General, bajo criterios de calificación profesional. Dichas disposiciones también están señaladas en el Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio y en el Reglamento de Organización y Funciones de PETROPERÚ S.A. (ROF). En este último documento además se menciona que el Directorio podrá nombrar a sus ejecutivos por un plazo indefinido, salvo que el propio Directorio considere un plazo determinado.

Por otro lado, de conformidad con el artículo 28° del estatuto Social de PETROPERÚ S.A., numeral 3, la Junta General de Accionistas elige, cuando corresponda, a los miembros del Directorio y fija su retribución dentro de los límites establecidos en la Política de Retribución de los Directores, que también será aprobada por la Junta a propuesta del Directorio. De la misma manera en el Título IX del Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de PETROPERÚ S.A. se regula el aspecto de retribución del Director.

En el artículo 47° del estatuto Social de PETROPERÚ S.A. y en la Ley N° 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S.A. se contempla la conformación del Directorio. Cabe mencionar la existencia de un Reglamento de Elecciones para Representante de los Trabajadores en el Directorio de PETROPERÚ S.A., aprobado por Decreto Supremo N° 022-2007-EM. En el caso particular del presidente del Directorio, PETROPERÚ S.A. suscribe un contrato de locación de servicios en el que se le fija una contraprestación.

En el Principio 17° del Código de Buen Gobierno Corporativo se señala que el procedimiento para la propuesta y elección de directores se llevará a cabo con el firme compromiso de garantizar que los procesos de propuesta de candidatos cumplan con los requisitos necesarios para ser director y que el proceso de elección sea formal, transparente y orientado a la consecución del bien societario.

c. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa para uno o más de los procedimientos señalados, indique si dichos procedimientos están regulados en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(X)		(X)	<ul style="list-style-type: none"> Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de PETROPERÚ S.A. Reglamento de Organización y Funciones de PETROPERÚ S.A. (ROF). Reglamento de Elecciones para Representante de los Trabajadores en el Directorio de PETROPERÚ S.A., aprobado por Decreto Supremo N° 022-2007-EM.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
<p>El Directorio debe efectuar ciertas funciones claves, a saber:</p> <p>14. Principio (V.D.4).- Realizar el seguimiento y control de los posibles conflictos de intereses entre la administración, los miembros del Directorio y los accionistas, incluidos el uso fraudulento de activos corporativos y el abuso en transacciones entre partes interesadas.</p>		X			

- a. En caso el Directorio de la EMPRESA esté encargado de la función descrita en este principio, indique si esta función del Directorio está contenida en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
	(X)		(X)	Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de PETROPERÚ S.A. Código de Buen Gobierno Corporativo

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

- b. Indique el número de casos de conflictos de intereses que han sido materia de discusión por parte del Directorio durante el ejercicio materia del presente informe.

NÚMERO DE CASOS	0
-----------------	---

Nota. Gerencia Área Administración no ha sometido a consideración del Directorio ningún caso sobre conflicto de intereses durante el 2011.

- c. Indique si la EMPRESA o el Directorio de esta cuenta con un Código de Ética o documento (s) similar (es) en el (los) que se regulen los conflictos de intereses que pueden presentarse.

(X) Sí (...) NO

En caso su respuesta sea positiva, indique la denominación exacta del documento:

PETROPERÚ S.A. cuenta con un Código de Integridad aprobado por Acuerdos de Directorio N° 004-2010-PP y 019-2010-PP.

- d. Indique los procedimientos preestablecidos para aprobar transacciones entre partes relacionadas.

El Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funciones del Directorio de PETROPERÚ S.A. ha regulado dicho concepto de la siguiente manera:

“Artículo 38°. Transacciones entre partes vinculadas:

- Las transacciones con sociedades y/o partes vinculadas con PETROPERÚ S.A. entendidas como toda transferencia de recursos, servicios u obligaciones entre ellas, deberán ser puestas en conocimiento del Directorio para su autorización correspondiente.

No procede la autorización de transacciones entre sociedades y/o partes vinculadas relacionadas con la actividad petrolera.

- A efectos del presente artículo, tendrán la consideración de sociedades y/o partes vinculadas a los directores/gerentes, las siguientes:
 - El cónyuge o conviviente del director/gerente.
 - Los parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad y segundo de afinidad.
 - Las personas jurídicas, sus subsidiarias, filiales y/o sucursales, en las que el director/gerente o cualquiera de las personas anteriores a él vinculada, mantenga directa o indirectamente, el control accionario de la misma.
- En el caso de los accionistas significativos, se aplicará las disposiciones antes mencionadas, según corresponda.

En este caso, el Directorio, cuando lo crea necesario, someterá a consideración de la Junta General de Accionistas la decisión de aprobar la operación con las partes y/o sociedades vinculadas. El Directorio recomendará a los accionistas significativos afectados que se abstengan en la votación. Previamente a la aprobación de la operación de que se trate, el Directorio deberá emitir un informe valorando la operación desde el punto de vista de la equidad de trato a los accionistas y de respeto a las condiciones de mercado.”

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: 15. Principio (V.D.5).- Velar por la integridad de los sistemas de contabilidad y de los estados financieros de la sociedad, incluida una auditoría independiente, y la existencia de los debidos sistemas de control, en particular, control de riesgos financieros y no financieros y cumplimiento de la ley.			X		

- a. En caso el Directorio de la EMPRESA está encargado de la función descrita en este principio, indique si esta función del Directorio está contenida en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(x)	(x)	(...)	(...)	Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de PETROPERÚ S.A. Código de Buen Gobierno Corporativo Reglamento de Seguridad de la Información de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA PERO ESTA NO ESTÁ REGULADA

(...) NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

- b. Indique si la EMPRESA cuenta con sistemas de control de riesgos financieros y no financieros.

(X) SÍ (...) NO

PETROPERÚ S.A. se rige por las normas de Control Interno aplicable a las entidades del Estado (Ley N° 28716-Ley de Control Interno, Resolución de Contraloría General N° 320-2006-CG Normas de Control Interno y las siguientes normas emitidas por la Contraloría: Resolución N° 458-2008, aprueba la Guía para la Implementación del Sistema de Control Interno en todas las Entidades del Estado).

En el marco de dichas normas existe un Comité de Control Interno compuesto por cuatro Gerentes de la Estructura Básica de PETROPERÚ S.A. Asimismo, se ha aprobado la Política Integral de Riesgos.

Adicionalmente, la empresa cuenta normas específicas relacionadas a riesgos no financieros, tales como: el Reglamento de Seguridad de la Información de PETROPERÚ S.A., con el objetivo de minimizar los riesgos de información entre todos los usuarios de la empresa.

- c. Indique si los sistemas de control a que se refiere la pregunta anterior están regulados en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(X)	(...)	(...)	Política Integral de Riesgos
	(X)			Reglamento de Seguridad de la Información de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

Reglamento de Seguridad de la Información de PETROPERÚ S.A.

(...) NO ESTÁN REGULADOS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: 16. Principio (V.D.6).- Supervisar la efectividad de las prácticas de gobierno de acuerdo con las cuales opera, efectuando cambios a medida que se hagan necesarios.		X			

- a. ¿El Directorio de la EMPRESA está encargado de la función descrita en este principio?

(X.) SÍ (...) NO

- b. Indique los procedimientos preestablecidos para supervisar la efectividad de las prácticas de gobierno, especificando el número de evaluaciones que se han llevado a cabo durante el periodo.

El Directorio cuenta con un Comité de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo, cuyo Reglamento Interno fue aprobado mediante Acuerdo de Directorio N° 044-2010-PP del 12 de mayo del 2010. Durante el 2011 el Comité sesionó en tres oportunidades. El Directorio ha recibido informes y ha debatido sobre las Prácticas de Buen Gobierno en la empresa en cuatro oportunidades.

c. Indique si los procedimientos descritos en la pregunta anterior están regulados en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(X)	(...)	(...)	Reglamento Interno del Comité de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo de PETROPERÚ S.A. Código de Buen Gobierno Corporativo

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADOS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: 17. Principio (V.D.7).- Supervisar la política de información.		X			

a. En caso el Directorio esté encargado de la función descrita en este principio, indicar si esta función del Directorio está contenida en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA PERO ESTA NO ESTÁ REGULADA

(...) NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

b. Indique la política de la EMPRESA sobre revelación y comunicación de información a los inversionistas.

- Política de Seguridad de la Información de PETROPERÚ S.A.
- Política de Información y Comunicaciones

(...) NO APLICA, LA EMPRESA NO CUENTA CON LA REFERIDA POLÍTICA

c. Indique si la política descrita en la pregunta anterior está regulada en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO* POLÍTICAS APROBADAS POR ACUERDO DE DIRECTORIO
(X)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁ REGULADA

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
18. Principio (V.E.1).- El Directorio podrá conformar órganos especiales de acuerdo con las necesidades y dimensión de la sociedad, en especial aquella que asuma la función de auditoría. Asimismo, estos órganos especiales podrán referirse, entre otras, a las funciones de nombramiento, retribución, control y planeamiento. <i>Estos órganos especiales se constituirán al interior del Directorio como mecanismos de apoyo y deberán estar compuestos preferentemente por directores independientes, a fin de tomar decisiones imparciales en cuestiones donde puedan surgir conflictos de intereses.</i>			X		

- a. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, indique la siguiente información respecto de cada comité del Directorio con que cuenta la EMPRESA.

COMITÉ DE BUENAS PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO	
I. FECHA DE CREACIÓN: 16.09.2009 CON A/D N° 083-2009-PP	
FUNCIONES:	
<ul style="list-style-type: none"> • Revisar y presentar para aprobación del Directorio las modificaciones y ajustes al Código de Buen Gobierno Corporativo. • Efectuar seguimiento al cumplimiento de las acciones establecidas en la guía de implementación del Código de Gobierno Corporativo de PETROPERÚ S.A., elaborado y aprobado por la Administración, informando periódicamente al Directorio sobre el cumplimiento del Código de Buen Gobierno. • Evaluar recomendar y proponer al Directorio, la aprobación del informe anual de Gobierno Corporativo para ser presentado a la Junta General de Accionistas de la sociedad. • Velar por la existencia de políticas que establezcan los valores corporativos y objetivos estratégicos de la sociedad. • Coordinar el seguimiento al modelo de Responsabilidad Social (RSE) implementado por la sociedad, con la finalidad de proponer mejoras en su implementación, de ser el caso. • Supervisar la política de información de hechos de importancia e información privilegiada y reservada. • Designar Presidente y Secretario ad hoc para las reuniones del Comité en las que se ausenten los titulares del cargo. • Coordinar con el Comité de Auditoría o quien haga sus veces toda la información que requiere para evidenciar el funcionamiento de las estructuras de Control interno de PETROPERÚ S.A. • Presentar al Directorio, por intermedio del Presidente del Comité, un informe anual del Comité de Gobierno Corporativo, en el que se indique por lo menos el número de reuniones ordinarias y extraordinarias celebradas y las recomendaciones y decisiones tomadas en las mismas. • Coordinar con el Comité de Riesgos, área o ente encargada que apruebe un Manual de Riesgos, metodología para la identificación de riesgos, valoración, medición, control y reporte de los riesgos más significativos de PETROPERÚ S.A. • Evaluar periódicamente el cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo y proponer al Directorio ajustes y reformas para la ejecución correcta del citado Código. 	

II. PRINCIPALES REGLAS DE ORGANIZACIÓN Y FUNCIONAMIENTO:			
El Comité de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo está integrado por tres miembros del Directorio.			
En apoyo al desarrollo de sus funciones, el "Comité de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo" contará con una Secretaría Técnica quien será la portavoz de este Comité.			
El Reglamento Interno del Comité de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo fue aprobado el 12 de mayo del 2010 con A/D N° 044-2010-PP.			
IV. MIEMBROS DEL COMITÉ:			
NOMBRES Y APELLIDOS	FECHA		CARGO DENTRO DEL COMITÉ
	INICIO	TÉRMINO	
Rosa María Ortiz	16.09.09	08.08.11	Presidenta
Luis Rebolledo Soberón	16.09.09	08.08.11	Miembro
José Robles Freyre	16.09.09	08.08.11	Miembro
V. NÚMERO DE SESIONES REALIZADAS DURANTE EL EJERCICIO:			3
VI. CUENTA CON FACULTADES DELEGADAS DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 174° DE LA LEY GENERAL DE SOCIEDADES:			(X) SÍ (...) NO

COMITÉ DE AUDITORÍA Y CONTROL

I. FECHA DE CREACIÓN: 20.08.2010 CON A/D N° 082-2010-PP

FUNCIONES:

- Servir de apoyo al Comité de Administración en sus cometidos de vigilancia mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera relevante al Directorio y a la Junta General de Accionistas.
- Recomendar al Directorio los lineamientos, políticas, principios y metodologías a ser aplicadas en materia de Control Interno.
- Verificar la implementación de la estructura de control interno de acuerdo con el modelo COSO y la adecuada adopción de procedimientos de reporte financiero.
- Supervisar el cumplimiento de las recomendaciones de los exámenes especiales y/o labores de control no programadas en el Plan General de Auditoría de la Gerencia Auditoría Interna, aprobadas por la Contraloría General de la República.
- Realizar recomendaciones al Directorio y a la Administración con base en los resultados del auditor externo, y demás entes de control externo y la evaluación integral de las acciones de control realizados por la Gerencia Auditoría Interna. Informar al Directorio sobre hallazgos y situaciones de riesgo que lo ameriten.
- Conocer los asuntos relacionados con el cumplimiento efectivo de los Códigos de Integridad y Buen Gobierno Corporativo, así como del proceso de información financiera y de los sistemas de control interno de PETROPERÚ S.A.
- Conocer y hacer seguimiento a las denuncias de corrupción y fraude contable y financiero que impactan los estados financieros de PETROPERÚ S.A., así como de aquellas denuncias en asuntos relacionados con la ética que sean de su competencia, de conformidad con lo señalado en el proceso ético.
- Vigilar el establecimiento de un sistema de gestión de riesgos para la empresa que comprenda la identificación, valoración y definición de responsabilidades, así como planes de manejo y mecanismos de monitoreo.
- Presentar al Directorio por intermedio del Presidente del Comité o cualquiera de sus miembros el informe de las sesiones del mismo, indicando las principales recomendaciones y decisiones adoptadas por el Comité.
- Designar Presidente y Secretario ad hoc para las reuniones de Comité en las que se ausenten los titulares del cargo.
- Conocer y hacer seguimiento a los hallazgos que reporten la Gerencia Auditoría Interna, Auditores Externos u otros entes de Control.
- Mantener la relación con los auditores internos y externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el desempeño de sus funciones al interior de PETROPERÚ S.A.
- Proponer ante el Comité de Administración el nombramiento de auditores externos independientes, de conformidad con las disposiciones legales aplicables.
- Vigilar periódicamente el proceso de elaboración de los estados financieros y su debida presentación.

III. PRINCIPALES REGLAS DE ORGANIZACIÓN Y FUNCIONAMIENTO:

El Comité de Auditoría y Control está integrado por tres miembros del Directorio.

En apoyo al desarrollo de sus funciones, el "Comité de Auditoría y Control" contará con una Secretaría Técnica que será portavoz de este Comité.

El Reglamento Interno del Comité de Auditoría y Control fue aprobado el 28 de diciembre del 2010 con A/D N° 0118-2010-PP.

IV. MIEMBROS DEL COMITÉ:

NOMBRES Y APELLIDOS	FECHA		CARGO DENTRO DEL COMITÉ
	INICIO	TÉRMINO	
Miguel Atala Herrera	20.08.10	08.08.11	Presidente
Luis Rebolledo Soberón	20.08.10	08.08.11	Miembro
Francisco García-Calderón Portugal	20.08.10	08.08.11	Miembro
V. NÚMERO DE SESIONES REALIZADAS DURANTE EL EJERCICIO:			2
VI. CUENTA CON FACULTADES DELEGADAS DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 174° DE LA LEY GENERAL DE SOCIEDADES:		(X) SÍ	(...) NO

COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN

I. FECHA DE CREACIÓN: 20.08.2010, CON A/D N° 082-2010-PP

II. FUNCIONES:

1. Velar por el cumplimiento en la presentación de los informes periódicos requeridos a la Administración por el Comité, referidos a las actividades de gestión, dirección y administración de PETROPERÚ S.A. Asimismo, es facultad del Comité, solicitar información complementaria, de ser necesaria.
2. Revisión de la información proporcionada por la Administración sobre las actividades de gestión, dirección y administración de PETROPERÚ S.A., teniendo como marco de referencia los documentos societarios, normas administrativas y legales que regulan las actividades de la empresa y prácticas de Buen Gobierno Corporativo. Proponer los lineamientos y recomendaciones para corregir, mejorar o potenciar aquellos aspectos, que en opinión del Comité así lo requieran.
3. Establecer un procedimiento o mecanismo para monitorear la implementación de las recomendaciones para corregir, mejorar o potenciar aquellos aspectos, de las actividades de gestión, dirección y administración de PETROPERÚ S.A., que en opinión del Comité así lo requieran. Recomendar al Directorio la aprobación de políticas generales necesarias para la mejor gestión, dirección y administración de la empresa.
4. Recomendar la contratación de consultorías necesarias para asegurar la aplicación de buenas prácticas de Gobierno Corporativo y Responsabilidad Social, y pronunciarse sobre el resultado de la consultoría. Establecer un procedimiento o mecanismo para monitorear la implementación de las recomendaciones de la consultoría.
5. Presentar al Directorio por intermedio del Presidente del Comité o cualquiera de sus miembros informe de las sesiones del mismo, indicando las principales recomendaciones y decisiones adoptadas por el Comité.

III. PRINCIPALES REGLAS DE ORGANIZACIÓN Y FUNCIONAMIENTO:

El Comité de Administración está integrado por tres miembros del Directorio.

En apoyo al desarrollo de sus funciones, el "Comité de Administración" contará con una Secretaría Técnica que será portavoz de este Comité.

El Reglamento Interno del Comité de Administración fue aprobado el 10 de junio del 2011 con A/D N° 041-2011-PP.

IV. MIEMBROS DEL COMITÉ:

NOMBRES Y APELLIDOS	FECHA		CARGO DENTRO DEL COMITÉ
	INICIO	TÉRMINO	
Francisco García-Calderón Portugal	20.08.10	08.08.11	Presidente
Miguel Atala Herrera	20.08.10	08.08.11	Miembro
Luis Rebolledo Soberón	20.08.10	08.08.11	Miembro
V. NÚMERO DE SESIONES REALIZADAS DURANTE EL EJERCICIO:			0
VI. CUENTA CON FACULTADES DELEGADAS DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 174° DE LA LEY GENERAL DE SOCIEDADES:		(X) SÍ	(...) NO

(...) NO APLICA, LA EMPRESA NO CUENTA CON COMITÉS DE DIRECTORIO

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
19. Principio (V.E.3).- El número de miembros del Directorio de una sociedad debe asegurar pluralidad de opiniones al interior del mismo, de modo que las decisiones que en él se adopten sean consecuencia de una apropiada deliberación, observando siempre los mejores intereses de la empresa y de los accionistas.	X				

- a. Indique la siguiente información correspondiente a los directores de la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

NOMBRES Y APELLIDOS	FORMACIÓN ^{2/}	FECHA		PART. ACCIONARIA ^{3/}	
		INICIO ^{1/}	TÉRMINO	Nº DE ACCIONES	PART. (%)
DIRECTORES DEPENDIENTES					
Humberto Juan Campodónico Sánchez	Ingeniero Industrial, sin experiencia en directorios	08.08.11	--		
Germán Alejandro Alarco Tosoni	Economista, con experiencia en directorios.	08.08.11	--		
José Carlos Robles Freyre	Ingeniero de Petróleo, con experiencia en directorios	24.08.06 08.08.11	08.08.11 14.09.11		
Juan Castillo More	Representante de los trabajadores, con experiencia en Directorios, sin formación profesional	06.09.11	--		
Juan Grimaldo Córdova	Representante de los trabajadores, sin experiencia en directorio, Ingeniero Químico	24.08.09	24.08.11		
Rosa María Ortiz Ríos	Abogada, sin experiencia en directorios	25.05.09	08.08.11		
Luis Rebolledo Soberón	Economista, con experiencia en directorio	11.03.09	08.08.11		

NOMBRES Y APELLIDOS	FORMACIÓN ^{2/}	FECHA		PART. ACCIONARIA ^{3/}	
		INICIO ^{1/}	TÉRMINO	Nº DE ACCIONES	PART. (%)
DIRECTORES INDEPENDIENTES					
Fernando Rafael Sánchez Albavera	Economista y Administrador de Empresas, con experiencia en directorios	08.08.11	--		
Ramiro Portocarrero Lanatta	Abogado, sin experiencia en directorios	08.08.11	--		
Miguel Atala Herrera	Economista, con experiencia en directorio	08.02.08	08.08.11		
Francisco García-Calderón Portugal	Administrador de Empresas, con experiencia en directorios	06.08.10	08.08.11		

Nota.- El 100% de las acciones de PETROPERÚ S.A. pertenecen al Estado peruano.

1/. Corresponde al primer nombramiento.

2/. Incluir la formación profesional y si cuenta con experiencia en otros directorios.

3/. Aplicable obligatoriamente sólo para los directores con una participación sobre el capital social mayor o igual al 5% de las acciones de la empresa.

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
20. Principio (V.F, segundo párrafo). - La información referida a los asuntos a tratar en cada sesión, debe encontrarse a disposición de los directores con una anticipación que les permita su revisión, salvo que se traten de asuntos estratégicos que demanden confidencialidad, en cuyo caso será necesario establecer los mecanismos que permita a los directores evaluar adecuadamente dichos asuntos.			X		

a. ¿Cómo se remite a los directores la información relativa a los asuntos a tratar en una sesión de Directorio?

(...) CORREO ELECTRÓNICO

(...) CORREO POSTAL

(X) OTROS. Detalle: Se entrega directamente a cada director.

(...) SE RECOGE DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA

b. ¿Con cuántos días de anticipación está a disposición de los directores de la EMPRESA la información referida a los asuntos a tratar en una sesión?

	MENOR A 3 DÍAS	DE 3 A 5 DÍAS	MAYOR A 5 DÍAS
INFORMACIÓN NO CONFIDENCIAL	(...)	(X)	(...)
INFORMACIÓN CONFIDENCIAL	(...)	(X)	(...)

c. Indique si el procedimiento establecido para que los directores analicen la información considerada como confidencial está regulado en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) LA EMPRESA CUENTA CON UN PROCEDIMIENTO ESTABLECIDO PERO ESTE NO ESTÁ REGULADO

(X) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON UN PROCEDIMIENTO

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
21. Principio (V.F, tercer párrafo). - Siguiendo políticas claramente establecidas y definidas, el Directorio decide la contratación de los servicios de asesoría especializada que requiera la sociedad para la toma de decisiones.	X				

a. Indique las políticas preestablecidas sobre contratación de servicios de asesoría especializada por parte del Directorio o los directores.

(X) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON LAS REFERIDAS POLÍTICAS (*).

Nota.- El Directorio no decide la contratación de los servicios de asesoría especializada. Dichos servicios son solicitados y aprobados por la Gerencia competente.

Las adquisiciones y contrataciones de PETROPERÚ S.A. se rigen por su propio Reglamento de Contrataciones y Adquisiciones aprobado por el Organismo Superior de Contrataciones del Estado (OSCE). En tal sentido, serán bajo los alcances del citado Reglamento que se podrán contratar servicios de asesoría especializada, salvo que se trate de asesorías efectuadas por organismos multilaterales y otras excepciones.

b. Indique si las políticas descritas en la pregunta anterior están reguladas en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADAS

- c. Indique la lista de asesores especializados del Directorio que han prestado servicios para la toma de decisiones de la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

No hay.

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
22. Principio (V.H.1). - Los nuevos directores deben ser instruidos sobre sus facultades y responsabilidades, así como sobre las características y estructura organizativa de la sociedad.	X				

- a. En caso LA EMPRESA cuente con programas de inducción para los nuevos directores, indique si dichos programas están regulados en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

- (...) LOS PROGRAMAS DE INDUCCIÓN NO ESTÁN REGULADOS
- (X) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON LOS REFERIDOS PROGRAMAS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
23. Principio (V.H.3). - Se debe establecer los procedimientos que el Directorio sigue en la elección de uno o más reemplazantes, si no hubiera directores suplentes y se produjese la vacancia de uno o más directores, a fin de completar su número por el período que aún resta, cuando no exista disposición de un tratamiento distinto en el estatuto.	X				

- a. ¿Durante el ejercicio materia del presente informe se produjo la vacancia de uno o más directores?

(X) SÍ (...) NO

- b. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, de acuerdo con el segundo párrafo del artículo 157° de la Ley General de Sociedades, indique lo siguiente:

	SÍ	NO
¿EL DIRECTORIO ELIGIÓ AL REEMPLAZANTE?	(...)	(X)
DE SER EL CASO, TIEMPO PROMEDIO DE DEMORA EN DESIGNAR AL NUEVO DIRECTOR (EN DÍAS CALENDARIO)	Hasta el final del ejercicio no se ha designado reemplazante	

- c. Indique los procedimientos preestablecidos para elegir al reemplazante de directores vacantes.

De acuerdo con lo establecido en el estatuto Social y de conformidad con el artículo 11° del Decreto Legislativo N° 43, modificado por el artículo 2° de la Ley 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S.A., el Directorio de la empresa está conformado por seis (6) miembros, de los cuales cinco (5) directores son designados por la Junta General de Accionistas por un período de tres años y un director es designado por los trabajadores por un período de dos años. Los reemplazantes completarán el período que corresponde a los que hubieren sido removidos.

(...) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON PROCEDIMIENTOS.

d. Indique si los procedimientos descritos en la pregunta anterior están contenidos en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(X)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A.

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADOS.

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
24. Principio (V.I, primer párrafo). - Las funciones del Presidente del Directorio, Presidente Ejecutivo de ser el caso, así como del Gerente General deben estar claramente delimitadas en el estatuto o en el reglamento interno de la sociedad con el fin de evitar duplicidad de funciones y posibles conflictos.			X		
25. Principio (V.I, segundo párrafo). - La estructura orgánica de la sociedad debe evitar la concentración de funciones, atribuciones y responsabilidades en las personas del Presidente del Directorio, del Presidente Ejecutivo de ser el caso, del Gerente General y de otros funcionarios con cargos gerenciales.					X

a. En caso alguna de las respuestas a la pregunta anterior sea afirmativa, indique si las responsabilidades del presidente del Directorio; del presidente Ejecutivo, de ser el caso; del Gerente General, y de otros funcionarios con cargos gerenciales están contenidas en algún(os) documento(s) de la EMPRESA.

RESPONSABILIDADES DE:	ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*	NO ESTÁN REGULADAS	NO APLICA **
PRESIDENTE DE DIRECTORIO	(...)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funciones del Directorio de PETROPERÚ S.A.	(...)	(...)
PRESIDENTE EJECUTIVO	(...)	(...)	(...)	(...)		(...)	(X)
GERENTE GENERAL	(X)	(...)	(...)	(...)		(...)	(...)
PLANA GERENCIAL	(...)	(X)	(...)	(...)	Reglamento de Organización y Funciones	(...)	(...)

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

** En la EMPRESA las funciones y responsabilidades del funcionario indicado no están definidas.

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
26. Principio (V.I.5). - Es recomendable que la Gerencia reciba, al menos, parte de su retribución en función a los resultados de la empresa, de manera que se asegure el cumplimiento de su objetivo de maximizar el valor de la empresa a favor de los accionistas.	X				

a. Respecto de la política de bonificación para la plana gerencial, indique la(s) forma(s) en que se da dicha bonificación.

(X) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON PROGRAMAS DE BONIFICACIÓN PARA LA PLANA GERENCIAL POR RESTRICCIONES DE CARÁCTER GUBERNAMENTAL, (LEY DE PRESUPUESTO DEL SECTOR PÚBLICO), SOLO SE CONTEMPLA EL REPARTO DE UTILIDADES POR LEY.

b. Indique si la retribución (sin considerar bonificaciones) que percibe el gerente general y plana gerencial es:

	REMUNERACIÓN FIJA	REMUNERACIÓN VARIABLE	RETRIBUCIÓN¹¹(%)*
GERENTE GENERAL	525,154.24	(...)	
PLANA GERENCIAL	12,468,721.08	(...)	

* Indicar el porcentaje que representa el monto total de las retribuciones anuales de los miembros de la plana gerencial y el gerente general, respecto del nivel de ingresos brutos, según los estados financieros de la EMPRESA.

c. Indique si la EMPRESA tiene establecidos algún tipo de garantías o similar en caso de despidos del gerente general y/o plana gerencial.

(...) SÍ (X) NO

II. SECCIÓN SEGUNDA: INFORMACIÓN ADICIONAL

DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

a. Indique los medios utilizados para comunicar a los nuevos accionistas sus derechos y la manera en que pueden ejercerlos.

(...) CORREO ELECTRÓNICO

(...) DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA

(...) VÍA TELEFÓNICA

(...) PÁGINA DE INTERNET

(...) CORREO POSTAL

(...) OTROS. DETALLE

(X) NO APLICA. NO SE COMUNICAN A LOS NUEVOS ACCIONISTAS SUS DERECHOS NI LA MANERA DE EJERCERLOS.

Nota.- De acuerdo a lo establecido por el Decreto Legislativo N° 43, PETROPERÚ S.A. es una empresa estatal íntegramente de propiedad del Estado peruano.

¹¹Queda pendiente por brindar información respecto al % de Retribución por el período 2011.

b. Indique si los accionistas tienen a su disposición durante la junta los puntos a tratar de la agenda y los documentos que lo sustentan, en medio físico.

SÍ (...) NO

c. Indique qué persona u órgano de la EMPRESA se encarga de realizar el seguimiento de los acuerdos adoptados en las Juntas de Accionistas. En caso sea una persona la encargada, incluir adicionalmente su cargo y área en la que labora.

ÁREA ENCARGADA	PRESIDENTE DEL DIRECTORIO, EN SU CONDICIÓN DE SECRETARIO DE LA JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
-----------------------	---

PERSONA ENCARGADA		
NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	ÁREA
HUMBERTO CAMPODÓNICO SÁNCHEZ	PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	

d. Indique si la información referida a las tenencias de los accionistas de la EMPRESA está en:

La EMPRESA

UNA INSTITUCIÓN DE COMPENSACIÓN Y LIQUIDACIÓN

Nota.- En relación a las acciones de clase "A", representativas del 80% del capital social, se cuenta con Certificados de Acciones emitidos a nombre del Estado. La titularidad de las acciones clase "B" a nombre del Estado, representativas del 20% del capital social, están en trámite de desmaterialización ante Cavali.

e. Indique con qué regularidad la EMPRESA actualiza los datos referidos a los accionistas que figuran en su matrícula de acciones.

PERIODICIDAD	INFORMACIÓN SUJETA A ACTUALIZACIÓN		
	DOMICILIO	CORREO ELECTRÓNICO	TELÉFONO
MENOR A MENSUAL	(...)	(...)	(...)
MENSUAL	(...)	(...)	(...)
TRIMESTRAL	(...)	(...)	(...)
ANUAL	(...)	(...)	(...)
MAYOR A ANUAL	(...)	(...)	(...)

OTROS, especifique: cuando ocurre un aumento de capital.

NO APLICA

f. Indique la política de dividendos de la EMPRESA aplicable al ejercicio materia del presente informe.

FECHA DE APROBACIÓN	21.12.09
ÓRGANO QUE LO APROBÓ	Junta General de Accionistas
POLÍTICA DE DIVIDENDOS (CRITERIOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES)	"Las utilidades distribuibles y luego de deducida la participación de los trabajadores, los impuestos de ley y la reserva legal que pudiera corresponder, se destinarán a los proyectos de inversión para la modernización o ampliación de las actividades de la sociedad, en cumplimiento de sus objetivos anuales y quinquenales aprobados, de conformidad con lo establecido por el artículo 4º de la Ley N° 28840 – Ley de Fortalecimiento y Modernización de la empresa PETROPERÚ S.A."

- g. Indique, de ser el caso, los dividendos en efectivo y en acciones distribuidos por la EMPRESA en el ejercicio materia del presente informe y en el ejercicio anterior.

III. FECHA DE ENTREGA	DIVIDENDO POR ACCIÓN	
	EN EFECTIVO	EN ACCIONES
CLASE DE ACCIÓN		
EJERCICIO N-1		
EJERCICIO N		
CLASE DE ACCIÓN		
EJERCICIO N-1		
EJERCICIO N		
ACCIONES DE INVERSIÓN		
EJERCICIO N-1		
EJERCICIO N		

Nota.- NO APLICA.

DIRECTORIO

- h. Respecto de las sesiones del Directorio de la EMPRESA desarrolladas durante el ejercicio materia del presente informe, indique la siguiente información:

NÚMERO DE SESIONES EFECTUADAS:	32
NÚMERO DE SESIONES EN LAS CUALES UNO O MÁS DIRECTORES FUERON REPRESENTADOS POR DIRECTORES SUPLENTE O ALTERNOS	0
NÚMERO DE DIRECTORES TITULARES QUE FUERON REPRESENTADOS EN AL MENOS UNA OPORTUNIDAD	0

- i. Indique los tipos de bonificaciones que recibe el Directorio por cumplimiento de metas en la EMPRESA.

(X) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON PROGRAMAS DE BONIFICACIÓN PARA DIRECTORES

- j. Indique si los tipos de bonificaciones descritos en la pregunta anterior están regulados en algún(os) documento(s) de la empresa.

ESTATUTO	REGLAMENTO INTERNO	MANUAL	OTROS	DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO*
(...)	(...)	(...)	(...)	

* Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los estatutos de la EMPRESA.

(...) NO ESTÁN REGULADOS

- k. Indique el porcentaje que representa el monto total de las retribuciones anuales de los directores, respecto al nivel de ingresos brutos, según los estados financieros de la EMPRESA.

	RETRIBUCIONES TOTALES (%)
DIRECTORES INDEPENDIENTES	0.00041
DIRECTORES DEPENDIENTES	0.00061

NOTA. No incluye la retribución de los Presidentes del Directorio.

- l. Indique si en la discusión del Directorio, respecto del desempeño de la gerencia, se realizó sin la presencia del gerente general.

(X) SÍ (...) NO

ACCIONISTAS Y TENENCIAS

- m. Indique el número de accionistas con derecho a voto, de accionistas sin derecho a voto (de ser el caso) y de tenedores de acciones de inversión (de ser el caso) de la EMPRESA al cierre del ejercicio materia del presente informe.

CLASE DE ACCIÓN (incluidas las de inversión)	NÚMERO DE TENEDORES (al cierre del ejercicio)
ACCIONES CON DERECHO A VOTO	1
ACCIONES SIN DERECHO A VOTO	0
ACCIONES DE INVERSIÓN	0
TOTAL	1

- n. Indique la siguiente información respecto de los accionistas y tenedores de acciones de inversión con una participación mayor al 5% al cierre del ejercicio materia del presente informe.

Clase de Acción: "A"

NOMBRES Y APELLIDOS	NÚMERO DE ACCIONES	PARTICIPACIÓN (%)	NACIONALIDAD
Estado peruano	1,097,492,639	80%	

Clase de Acción: "B"

NOMBRES Y APELLIDOS	NÚMERO DE ACCIONES	PARTICIPACIÓN (%)	NACIONALIDAD
Estado peruano	274,373,160	20%	

Acciones de Inversión

NOMBRES Y APELLIDOS	NÚMERO DE ACCIONES	PARTICIPACIÓN (%)	NACIONALIDAD
NINGUNA			

OTROS

- o. Indique si la empresa tiene algún reglamento interno de conducta o similar referida a criterios éticos y de responsabilidad profesional.

(X) SÍ (...) NO

En caso su respuesta sea positiva, indique la denominación exacta del documento:

- CÓDIGO DE INTEGRIDAD DE PETROPERÚ S.A. aprobado con Acuerdo de Directorio N° 004-2010 de fecha 28.01.10 y Acuerdo de Directorio N° 019-2009 de fecha 12.03.10.
- NORMAS INTERNAS DE CONDUCTA DE PETROPERÚ S.A. aprobada con Acuerdo de Directorio N° 105-2009 de fecha 30.11.09

- p. ¿Existe un registro de casos de incumplimiento al reglamento a que se refiere la pregunta a) anterior?

(...) SÍ (X) NO

- q. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea positiva, indique quién es la persona u órgano de la empresa encargada de llevar dicho registro.

ÁREA ENCARGADA		
PERSONA ENCARGADA		
NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	ÁREA

- r. Para todos los documentos (estatuto, reglamento interno, manual u otros documentos) mencionados en el presente informe, indique la siguiente información:

DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO	ÓRGANO DE APROBACIÓN	FECHA DE APROBACIÓN	FECHA DE ÚLTIMA MODIFICACIÓN
Decreto Legislativo N° 43, Ley Orgánica de PETROPERÚ S.A.	Poder Ejecutivo	05.03.81	Ley N° 29163 pub. 20.12.07
Ley N° 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S.A.	Poder Legislativo	19.07.06	
Estatuto Social de PETROPERÚ S.A.	Junta General de Accionistas	18.10.10	30.09.11
Reglamento de Junta de Accionistas de PETROPERÚ S.A.	Junta General de Accionistas	18.10.10	
Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento de PETROPERÚ S.A.	Junta General de Accionistas	18.10.10	
Política de Dividendos PETROPERÚ S.A.	Junta General de Accionistas	21.12.09	
Código de Integridad PETROPERÚ S.A.	Directorio	28.01.10	12.03.10
Código de Buen Gobierno Corporativo de PETROPERÚ S.A.	Directorio	30.11.10	
Política Corporativa de Seguridad de la Información de PETROPERÚ S.A.	Directorio	29.04.10	

DENOMINACIÓN DEL DOCUMENTO	ÓRGANO DE APROBACIÓN	FECHA DE APROBACIÓN	FECHA DE ÚLTIMA MODIFICACIÓN
Política Integrada de Control Interno PETROPERÚ S.A.	Directorio	30.09.10	
Política de Responsabilidad Social de PETROPERÚ S.A.	Directorio	28.12.10	
Reglamento de Seguridad de la Información de PETROPERÚ S.A.	Directorio	28.12.10	
Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ S.A.	OSCE	11.12.09	
Reglamento Interno del Comité de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo de PETROPERÚ S.A.	Directorio	12.05.10	
Reglamento Interno del Comité de Auditoría y Control del Directorio de PETROPERÚ S.A.	Directorio	28.12.10	
Reglamento Interno del Comité de Administración del Directorio de PETROPERÚ S.A.	Directorio	10.06.11	
Reglamento de Seguridad de la Información de PETROPERÚ S.A.	Directorio	28.12.10 Vigente desde el 19.01.11	
Política de Conflictos de Intereses PETROPERÚ S.A.	RR.HH	11.09	

- s. Incluya cualquiera otra información que lo considere conveniente.

Política Integral de Riesgos

Normas Internas de Conducta

13 ESTADOS FINANCIEROS



PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.
ESTADOS FINANCIEROS DE INTERÉS ECONÓMICO
31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2010

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

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y a los miembros del Directorio de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.

20 de abril de 2012

Hemos auditado los estados financieros de interés económico adjuntos de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, y los correspondientes 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.

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. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implantar y mantener el control interno relevante en la preparación y presentación razonable de los estados financieros para que no contengan representaciones erróneas de importancia relativa, ya sea como resultado de fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; y realizar estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aprobadas para su aplicación en Perú por la Junta de Decanos de Colegios de Contadores Públicos de Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener seguridad razonable de que los estados financieros no contienen representaciones erróneas de importancia relativa.

Una auditoría comprende la realización de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y las divulgaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan representaciones erróneas de importancia relativa, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración el control interno relevante de la entidad en la preparación y presentación razonable de los estados financieros a fin de diseñar procedimientos de auditoría apropiados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría también comprende la evaluación de que las políticas contables aplicadas son apropiadas y que las estimaciones contables realizadas por la gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

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

20 de abril de 2012

Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros de interés económico antes indicados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Énfasis de una situación

El estado de situación financiera al 1 de enero de 2010, antes de los ajustes de conversión a Normas Internacionales de Información Financiera, fueron auditados por otros auditores independientes quienes, en su dictamen de fecha 31 de marzo de 2010, emitieron una opinión sin salvedades sobre dicho estado financiero.

Como parte de nuestra auditoría de los estados financieros de interés económico de 2011 y de 2010, también hemos auditado los ajustes de conversión a Normas Internacionales de Información Financiera de los estados financieros de interés económico de 2009 que se exponen en la nota 31 a los estados financieros. En nuestra opinión, tales ajustes se han reconocido apropiadamente. No fuimos contratados para auditar, revisar o para aplicar ningún procedimiento a los estados financieros de interés económico de 2009 de la Compañía distintos de aquellos a los que se refieren a los ajustes de conversión y, en consecuencia, no expresamos ningún tipo de aseguramiento sobre los estados financieros de interés económico de 2009.

Refrendado por

Esteban Chong L.

Contador Público Colegiado Certificado

Matrícula N° 01-010595

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA DE INTERÉS ECONÓMICO

	Nota	Al 31 de diciembre de		Al 1 de enero de 2010
		2011	2010	
		S/.000	S/.000	S/.000
ACTIVO				
Activo corriente				
Efectivo y equivalente de efectivo	7	157,333	143,065	41,579
Cuentas por cobrar comerciales	8	652,832	465,808	432,761
Otras cuentas por cobrar	9	513,129	675,630	458,644
Existencia	10	2,286,987	1,664,239	1,316,545
Gastos contratados por anticipado		16,669	10,066	7,717
Total del activo corriente		3,626,950	2,958,808	2,257,246
Activo no corriente				
Otras cuentas por cobrar	9	175,958	-	-
Inversiones en acciones		8,713	13,680	13,680
Otros activos	11	115,016	100,097	99,599
Propiedades, planta y equipo	11	2,414,643	2,099,394	2,022,106
Total activos no corrientes		2,714,330	2,213,171	2,135,385
PASIVO Y PATRIMONIO				
Pasivo corriente				
Préstamos bancarios	12	1,227,884	1,127,723	668,592
Cuentas por pagar comerciales	13	1,103,708	802,740	911,865
Otras cuentas por pagar	14	289,224	191,955	89,361
Provisiones	15	134,091	113,624	95,955
Total del pasivo corriente		2,754,907	2,236,042	1,765,773
Pasivo no corriente				
Otras cuentas por pagar	14	55,946	-	-
Provisiones	15	651,806	669,121	727,029
Impuesto a la renta diferido pasivo	16	215,127	135,950	71,450
Total pasivo no corriente		922,879	805,071	798,479
Total pasivo		3,677,786	3,041,113	2,564,252
Patrimonio				
Capital		1,094,677	1,094,677	1,209,880
Capital adicional		277,189	15,000	-
Reserva legal		29,950	-	74,423
Resultados acumulados		1,261,678	1,021,189	544,076
Total patrimonio		2,663,494	2,130,866	1,828,379
Total pasivo y patrimonio		6,341,280	5,171,979	4,392,631

Las notas que se acompañan de la página 168 a la 249 forman parte de los estados financieros de interés económico.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES DE INTERÉS ECONÓMICO

	Nota	Al 31 de diciembre de	
		2011	2010
		S/.000	S/.000
Ventas netas	18	13,336,996	9,754,295
Otros ingresos operacionales	19	239,657	228,507
Total ingresos brutos		13,576,653	9,982,802
Costo de ventas	20	(12,143,219)	(8,830,377)
Utilidad bruta		1,433,434	1,152,425
Gasto de ventas y distribución	21	(316,007)	(302,176)
Gastos de administración	22	(340,795)	(279,558)
Otros ingresos	24	37,266	17,198
Otros gastos	24	(253,221)	(164,428)
Recupero de provisión de deterioro de activo fijo	11	207,000	-
Pensiones de jubilación	15	(45,990)	(35,041)
Total gastos de operación		(711,747)	(764,005)
Utilidad operativa		721,687	388,420
Ingresos financieros	25	6,383	4,666
Gastos financieros	25	(10,098)	(10,196)
Diferencia de cambio, neta	3-a.i	45,813	32,725
Utilidad antes del impuesto a la renta		763,785	415,615
Impuesto a la renta	26	(231,157)	(128,128)
Utilidad del año		532,628	287,487
Utilidad básica por acción básica y diluida en nuevos soles	28	0.487	0.263
Resultados integrales:			
Utilidad del año		532,628	287,487
Otros resultados integrales		-	-
Total de resultados integrales del año		532,628	287,487

Las notas que se acompañan de la página 168 a la 249 forman parte de los estados financieros de interés económico.

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO DE INTERÉS ECONÓMICO

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2011
y el 31 de diciembre de 2010

	Capital	Capital adicional	Reserva legal	Resultados acumulados	Total patrimonio
	S/.,000	S/.,000	S/.,000	S/.,000	S/.,000
Saldos al 1 de enero de 2010	1,209,880	-	74,423	544,076	1,828,379
Utilidad del año	-	-	-	287,487	287,487
Reducción de capital y de reserva legal	(115,203)	-	(74,423)	189,626	-
Aporte del tesoro público	-	15,000	-	-	15,000
Saldos al 31 de diciembre de 2010	1,094,677	15,000	0	1,021,189	2,130,866
Saldos al 1 de enero de 2011	1,094,677	15,000	-	1,021,189	2,130,866
Utilidad del año	-	-	-	532,628	532,628
Capitalización resultados acumulados	-	262,189	-	(262,189)	-
Transferencia a reserva legal	-	-	29,950	(29,950)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2011	1,094,677	277,189	29,950	1,261,678	2,663,494

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE INTERÉS ECONÓMICO

	Nota	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
		2011	2010
		S/.,000	S/.,000
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN			
Efectivo generado por las operaciones	30	208,679	(129,441)
Pago de intereses		(3,665)	(9,506)
Pago de impuestos		(75,410)	(42,188)
Efectivo neto provisto por (aplicado a) las actividades de operación		129,604	(181,135)
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Compra de propiedades, planta y equipo		(214,164)	(191,510)
Inversión en empresa asociada		(1,333)	-
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión		(215,497)	(191,510)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Obtención de préstamos de corto plazo		859,218	826,645
Amortización de préstamos a corto plazo		(759,057)	(367,514)
Aporte del tesoro público		-	15,000
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento		100,161	474,131
Aumento neto del efectivo y equivalente de efectivo		14,268	101,486
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del año		143,065	41,579
Efectivo y equivalente de efectivo al final del año		157,333	143,065

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS DE INTERÉS ECONÓMICO

31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2010

1 IDENTIFICACIÓN Y ACTIVIDAD ECONÓMICA

a) Identificación

Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (en adelante PETROPERÚ S.A. o la Compañía), se constituyó el 24 de julio de 1969 al amparo del Decreto Ley N° 17753. La Compañía es una Compañía estatal de derecho privado que desarrolla sus actividades en el Sector Energía y Minas. La Compañía está organizada y funciona como una sociedad anónima de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 043, Ley de la Compañía Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. emitida el 4 de marzo de 1981 y sus modificatorias.

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

El Estado Peruano es propietario de todas las acciones representativas del capital social de la Compañía. De acuerdo con lo que establecen la Ley N° 28840 "Ley de Fortalecimiento y Modernización de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A." y el Decreto Supremo N° 006-2009-EM la Junta General de Accionistas de PETROPERÚ S. A. está formada por cinco integrantes quienes ejercen la representación del Estado en la proporción de veinte por ciento (20%) de las acciones cada uno.

El proceso de privatización de la Compañía se da por concluido y se resarce y clarifica su futuro objeto social en las actividades de hidrocarburos a través de la Ley N° 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S.A., publicada el 23 de julio de 2006, la que deroga a la Resolución Suprema N° 290-92-PCM.

La Compañía se rige por su Ley Orgánica aprobada por el Decreto Legislativo N° 043 y sus modificatorias y la Ley N° 28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Compañía de Petróleos del Perú, PETROPERÚ S.A. Asimismo, le son aplicables determinados artículos del Decreto Legislativo N° 1031 de fecha 23 de junio de 2008, que promueve la Eficiencia de la Actividad Compañiarial del Estado y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 176-2010.EF, publicado el 19 de agosto de 2010. La Compañía se rige por su Estatuto Social y supletoriamente por la Ley General de Sociedades.

b) Actividad económica

PETROPERÚ S.A. está expresamente autorizada a negociar contratos de exploración y/o explotación y de operaciones o de servicios petroleros conforme lo contempla la Ley N° 28244. Esta norma excluye a PETROPERÚ S.A. de las modalidades de promoción a la inversión privada en Compañías del Estado que contempla los incisos a) y d) del artículo 2° del Decreto Legislativo N° 674.

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

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

Como parte de su objeto social la Compañía lleva a cabo actividades previstas en la Ley N°26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos. Estas actividades comprenden todas las fases de la industria y comercio del petróleo, sus derivados, petroquímica básica y otras formas de energía. Sus actividades en la industria de los hidrocarburos incluyen la exploración y la explotación, refinación, comercialización y transporte de petróleo y de sus derivados, productos de petroquímica básica e intermedia y otras formas de energía. PETROPERÚ S.A. está actualmente desarrollando actividades para convertirse en una Compañía integrada en la cadena de extracción, refinación, transporte y comercialización de petróleo.

La Ley N° 29817 publicada el 22 de diciembre de 2011 declara de necesidad pública y de interés nacional la construcción y operación del Sistema de Transporte de Hidrocarburos (gas natural, líquidos de gas natural y derivados) así como la creación de un polo industrial petroquímico. Para el logro de este objetivo se ha autorizado a PETROPERÚ S.A. a participar junto con inversionistas privados en la construcción y puesta en operación del Sistema de Transporte de Hidrocarburos derivados del Gas Natural, mediante la celebración de alianzas estratégicas o de contratos asociativos de participación en la modalidad que determine la Compañía. Esta norma también autoriza a PETROPERÚ S.A. a transferir hasta veinte por ciento (20%) de las acciones representativas de su capital social. Esta transferencia de acciones se deberá inscribir en el Registro Público del Mercado de Valores, a través de mecanismos centralizados de negociación del mercado

de valores. En consecuencia la Compañía podrá transferir hasta 20% de sus acciones clase "B" de acuerdo con las disposiciones de la Superintendencia del Mercado de Valores concordante con lo que contempla el segundo párrafo del artículo 11° de su Estatuto Social.

El Decreto Supremo N° 001-2012-EM, de fecha 3 de enero de 2012 modifica el Reglamento de Calificación de Compañías Petroleras y permite a PETROPERÚ S.A. realizar actividades de "upstream" o de exploración y explotación de petróleo.

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

El artículo 77° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y sus productos derivados se rigen por la oferta y la demanda. Las normas legales que se emitieron en 2010 y 2011 respecto de la fijación de precios de los combustibles se describen en detalle en la nota 9-a).

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

- los precios de los productos seguirán la tendencia del mercado internacional reflejada en los Precios de Paridad de PETROPERÚ S.A.
- la franja dentro de la cual podrán fluctuar los Precios Netos de PETROPERÚ S.A. la que incluye los Factores del Fondo y que se compara con el promedio móvil de Paridad de PETROPERÚ S.A., para la cual no es necesario efectuar un reajuste de precio.
- en caso los precios excedan las franjas de cada producto o canasta de productos durante un plazo determinado (tomando en consideración los Factores del Fondo) se planteará una propuesta de reajuste de precio sustentado con el respectivo análisis.
- para la gasolina, destilados medios y petróleos industriales la comparación de precios netos se efectuará con la Paridad de Importación en Callao. En el caso del GLP, se usará la mezcla de los marcadores Propano/Butano Mont Bellveu +64/84 US\$/TM.

d) Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2011 han sido aprobados por la Gerencia General de la Compañía. En opinión de la Gerencia, los estados financieros adjuntos no tendrán modificaciones y una vez auditados por la sociedad de auditoría designada por la Contraloría General de la República

se elevaran al Directorio para su aprobación. De acuerdo con los Estatutos de la Compañía, el Directorio aprueba los estados financieros auditados anualmente, para luego someterlos a la aprobación final de la Junta General de Accionistas.

2 RESUMEN DE PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

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

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros de interés económico de la Compañía, que corresponden a aquellos en los que las inversiones en asociadas se muestran valorizadas por el método de participación patrimonial, han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), vigentes al 31 de diciembre de 2011 y constituyen los primeros estados financieros presentados por la Compañía de acuerdo con NIIF. Hasta el 31 de diciembre de 2010, la Compañía preparó sus estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú (en adelante PCGA en Perú).

Excepto por ciertas excepciones obligatorias y exclusiones permitidas para la transición, descritas en la nota 31, la Compañía ha aplicado de manera uniforme las políticas contables en la preparación del estado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2010 y a través de todos los periodos que se presentan, como si estas políticas contables hubieran estado vigentes siempre. En la nota 31 se expone el efecto de la transición a NIIF en la situación financiera, en los resultados y en los flujos de efectivo de la Compañía, incluyendo la naturaleza y el efecto de cambios importantes en políticas contables respecto de aquellas usadas en la preparación de sus estados financieros del año terminado el 31 de diciembre de 2010 de acuerdo con PGGGA en Perú.

La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad del Directorio de la Compañía, el que expresamente confirma que en su preparación se ha aplicado todos los principios y criterios contemplados en las NIIF emitidas por el IASB.

Los estados financieros surgen de los registros de contabilidad de la Compañía y han sido preparados sobre la base del costo histórico. Los estados financieros se presentan en miles de nuevos soles, excepto cuando se indique una expresión monetaria distinta.

La preparación de los estados financieros de acuerdo con NIIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la Gerencia 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.

2.1.1 Compañía en marcha

En 2011 se mantiene la posición de liquidez de corto plazo con respecto a 2010. Los activos corrientes cubren 1.32 veces a los pasivos corrientes, margen que está de acuerdo con las metas establecidas por la Gerencia. Las proyecciones y presupuestos de la Compañía, tomando en consideración posibles cambios razonables en los precios de sus materias primas y de sus productos terminados, muestran que ésta debería operar en el futuro previsible de acuerdo con sus objetivos anuales y quinquenales (2012-2016) aprobados por el Directorio según acuerdo N°010-2011-PP, por la Resolución Ministerial N°191-2011-MEM/DM. Los objetivos estratégicos definidos en la resolución son: (i) generación de valor para los accionistas, (ii) mantener el liderazgo del mercado de combustibles, potenciando el abastecimiento y transporte de petróleo crudo y combustibles líquidos, (iii) incrementar la complejidad de las refinerías para mejorar el margen refinero y cumplir con las normas legales vigentes, (iv) desarrollar la integración vertical con el apoyo del gobierno y promover nuevos negocios, (v) desarrollar el proyecto de transporte de crudo pesado y liviano, (vi) contar con una estructura organizacional flexible, soporte tecnológico y talento humano acorde con las exigencias actuales y futuras de la Compañía, y (vii) fortalecer las relaciones con el entorno; estos objetivos aseguran que la Compañía mantenga su continuidad de operaciones.

En razón de lo antes señalado, los Directores tienen la razonable expectativa de que la Compañía tiene suficientes recursos para continuar sus operaciones en el futuro previsible. En consecuencia la Compañía mantiene las bases de Compañía en marcha para la preparación de sus estados financieros.

2.1.2 Normas, modificaciones e interpretaciones que aún no están vigentes

Nuevas normas y modificaciones e interpretaciones vigentes para los estados financieros de periodos anuales que se inicien el o después del 1 de enero de 2013 y que no han sido adoptadas anticipadamente:

- La NIC 19, 'Beneficios a los empleados' fue modificada en junio de 2011. El impacto que tendrá dicha modificación en la Compañía será la siguiente: eliminar el "método de corredor" y reconocer todas las

ganancias y pérdidas actuariales en otros resultados integrales en la medida que surjan; reconocer inmediatamente todos los costos de servicio anteriores y reemplazar el costo de interés y el retorno esperado de los activos del plan por un monto de interés neto que es calculado aplicando una tasa de descuento sobre el pasivo (activo), neto del plan de beneficio definido.

- NIIF 9, "Instrumentos financieros" cubre aspectos sobre la clasificación, medición y reconocimiento de los instrumentos financieros activos y de los pasivos financieros. Se emitió en noviembre de 2009 y en octubre de 2010 y sustituye las secciones de la NIC 39 que tratan sobre la clasificación y medición de los instrumentos financieros. Esta norma requiere que los activos financieros se clasifiquen en dos categorías de medición: aquellos que se miden a valor razonable y aquellos que se miden a costo amortizado. En el caso de los pasivos financieros, la nueva norma mantiene la mayor parte de los requerimientos contenidos en la NIC 39.
- NIIF 10, "Estados financieros consolidados" se desarrolla sobre la base de los principios vigentes al establecer el control como el factor determinante para decidir sobre si una entidad se debe incluir en los estados financieros consolidados de la matriz. La norma ofrece más guías para asistir en la determinación de control en los casos en que este concepto es difícil de evaluar.
- La NIIF 12, 'Revelaciones de participaciones en otras entidades' incluye los requerimientos de revelación para las participaciones en otras entidades, incluyendo acuerdos conjuntos, asociaciones, entidades de propósito especial y otros vehículos mantenidos fuera de balance.
- NIIF 13, "Medición a valor razonable", tiene el objetivo de mejorar la uniformidad y reducir la complejidad al dar una definición precisa de valor razonable y una sola fuente de medición del valor razonable, y establecer requerimientos de exposición a ser usado dentro de todas las NIIF. Los requerimientos de esta norma que están ampliamente alineados con USGAAP, no amplían la aplicación contable del valor razonable sino que ofrece guías sobre cómo es que se debe aplicar cuando es ya requerida o permitida por otras normas dentro de las NIIF.

La Compañía está en proceso de evaluar el impacto de estas normas en la preparación de sus estados financieros.

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

2.2 Información por segmentos

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

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

2.3 Traducción de moneda extranjera

a) Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas que se incluyen en los estados financieros se miden en la moneda del ambiente económico primario donde opera la Compañía (su moneda funcional). Los estados financieros se presentan en nuevos soles que es la moneda funcional y la moneda de presentación de la Compañía.

b) Transacciones y saldos

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

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

2.4 Activos financieros

2.4.1 Clasificación

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: activos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas, activos financieros a ser mantenidos hasta su vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar y activos financieros disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito para el cual el activo financiero se adquirió. La Gerencia determina la clasificación de sus activos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y al 1 de enero de 2010, la Compañía sólo mantiene activos financieros de la categoría de préstamos y cuentas por cobrar.

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

2.4.2 Reconocimiento y medición

Las compras y ventas normales de activos financieros se reconocen en la fecha de la negociación, fecha en la que la Compañía se compromete a comprar o vender el activo. Los préstamos y cuentas por cobrar se registran a su costo amortizado por el método de interés efectivo.

2.5 Pasivos financieros

Reconocimiento y medición

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 a las obligaciones financieras, las cuentas por pagar comerciales y a 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. El costo amortizado incorpora los costos directamente atribuibles a la transacción.

2.6 Compensación de instrumentos financieros

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

2.7 Deterioro de activos financieros

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

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

El monto de la pérdida por deterioro de los préstamos y cuentas por cobrar se mide como la diferencia entre el valor en libros de los activos y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados (excluyendo las pérdidas crediticias futuras en las que no se han incurrido) descontados con la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El valor en libros del activo se reduce y el monto de la pérdida se reconoce en el estado de resultados integrales.

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

2.8 Efectivo y equivalente de efectivo

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

2.9 Cuentas por cobrar comerciales

Las cuentas por cobrar comerciales corresponden a los montos que la Compañía tiene derecho a exigir a sus clientes por la venta de productos terminados en el curso normal de los negocios. Aquellas cuentas cuyo vencimiento es menor a 12 meses contados desde la fecha de los estados financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y debido a que el efecto de su descuento es irrelevante, subsecuentemente se valorizan a su valor nominal, netas de la provisión para cuentas de cobranza dudosa. Las cuentas por cobrar cuyo vencimiento es después de 12 meses contados a partir de la fecha del estado de situación financiera se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva. La provisión por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales se establece cuando existe evidencia objetiva de que la Compañía no podrá cobrar todos los montos vencidos de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar (nota 2.7).

2.10 Existencias

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

La estimación por desvalorización de las existencias de los productos refinados en proceso, terminados y productos derivados adquiridos se aplica directamente al valor de las existencias, con cargo al costo de ventas, reduciendo el valor en libros de las existencias a su valor neto realizable en el mismo ejercicio.

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

2.11 Inversiones en asociadas y en entidades controladas conjuntamente

a) Inversiones en asociadas

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

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

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

b) Inversiones en entidades controladas conjuntamente

Las entidades controladas conjuntamente son acuerdos contractuales por los que dos o más inversionistas asumen una actividad económica que está sujeta a control conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual de compartir el control sobre una actividad económica, el que se presenta sólo cuando las decisiones financieras y operativas estratégicas respecto de la actividad requiere la aprobación unánime de los inversionistas que comparten el control. Estas inversiones pueden tomar la forma de: i) operaciones controladas conjuntamente, ii) activos controlados conjuntamente, y iii) entidades controladas conjuntamente; sólo en el último caso, se requiere de

la constitución de una entidad separada, que puede ser, una sociedad por acciones, una asociación con fines Compañariales u otro tipo de entidad.

La participación de la Compañía en negocios controlados conjuntamente se reconoce por el método de participación patrimonial (ver a) en esta nota).

2.12 Inmuebles, maquinaria y equipo

a) General

La cuenta inmuebles, maquinaria y equipo se presenta al costo menos su depreciación acumulada y, si las hubiere, las pérdidas acumuladas por deterioro. El costo de un elemento de inmuebles, maquinaria y equipo comprende su precio de compra o su costo de fabricación, incluyendo aranceles e impuestos de compra no reembolsables y cualquier costo necesario y un volumen de hidrocarburos para poner el activo en condiciones de operación, que para el caso es de 2.76 millones de barriles como lo anticipa la Gerencia, el estimado inicial de la obligación de dismantelar el activo y, en el caso de activos calificables, los costos de financiamiento. El precio de compra o el costo de construcción corresponden al total del importe pagado y el valor razonable de cualquier otra contraprestación que se haya entregado en la adquisición del activo. Los elementos de los inmuebles, maquinaria y equipo se reconocen a nivel de componente importante.

Los gastos incurridos para reemplazar un componente de una partida o elemento de inmuebles, maquinaria y equipo se capitalizan por separado y se castiga el valor en libros del componente que se reemplaza. En el caso de que el componente que se reemplaza no se haya considerado como un componente separado del activo, el valor de reemplazo del componente nuevo se usa para estimar el valor en libros del activo que se reemplaza.

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

Los activos en etapa de construcción se capitalizan como un componente separado. A su culminación, el costo de estos activos se transfiere a su categoría definitiva. Los activos en proceso de construcción reflejados en la cuenta trabajos en curso no son objeto de depreciación hasta que se transfieren a su cuenta definitiva.

Las partidas de inmuebles, maquinaria y equipo se dan de baja en el momento de su venta o cuando no se esperan beneficios económicos de su uso o de

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

Los valores residuales, la vida útil de los activos y los métodos de depreciación aplicados se revisan y se ajustan, de ser necesario, a la fecha de cada estado de situación financiera. Cualquier cambio en estos estimados se ajusta prospectivamente.

b) Mantenimiento rutinario y mantenimiento mayor

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

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

c) Depreciación

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

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

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

2.13 Activos intangibles

a) Licencias de programas de cómputo

Las licencias de los programas de cómputo adquiridas se capitalizan sobre la base de los costos incurridos para adquirir y poner en uso el programa específico. Estos costos se amortizan en el estimado de sus vidas útiles (entre 3 y 5 años).

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

Los costos asociados con el mantenimiento de *software* se reconocen como gastos cuando se incurren. Los costos de desarrollo que son directamente atribuibles al diseño y prueba de programas de cómputo identificables y únicos que controla la Compañía se reconocen como activos intangibles cuando cumplen con los siguientes criterios:

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

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

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

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

2.14 Costos de endeudamiento

Los costos generales y específicos que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificables, es decir, activos que toman un periodo sustancial de tiempo para estar listos para su uso o venta esperados, se atribuyen al costo de esos activos hasta que éstos se encuentren sustancialmente listos para su uso o venta esperados.

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

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

2.15 Deterioro de activos no financieros de extensa vida útil

La Compañía revisa y evalúa el deterioro de sus activos de extensa vida útil cuando ocurren eventos o circunstancias que indican que el valor en libros del activo no se recuperará de su uso o de su venta. Las pérdidas por deterioro corresponden al importe en el que el valor en libros de los activos de extensa vida útil excede al mayor valor que resulte de comparar su valor en uso y su valor de mercado. El valor de mercado es el monto que se puede obtener de la venta de un activo en un mercado libre. El valor en uso corresponde al valor presente del estimado de los flujos de efectivo futuros que se espera obtener del uso continuo del activo y de su venta al término de su vida útil. Las pérdidas por deterioro, calculadas con referencia al valor en uso de los activos, que se hayan reconocido en años anteriores, se extornan si se produce un cambio en los estimados utilizados en la última oportunidad en que se reconoció la pérdida por deterioro.

Las pruebas de deterioro efectuadas por la Compañía, cuando corresponde, contemplan el valor en uso a nivel de unidad generadora de efectivo (grupo de activos más pequeño capaces de generar flujos de efectivo identificables). El cálculo del valor en uso de los activos contempla el descuento del estimado de los flujos de efectivo futuros a su valor presente usando una tasa de descuento, antes de impuestos, que refleje la evaluación del mercado a la fecha de los estados financieros sobre el valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos asociados al activo. Las pérdidas por deterioro de activos vinculados con operaciones continuas se reconocen en el estado de resultados integrales en las categorías de gastos a las que corresponde la función del activo deteriorado.

De otro lado, la Compañía evalúa a cada fecha de cierre si existen indicios que indiquen que pérdidas por deterioro reconocidas previamente se han revertido parcial o totalmente. Si se observan tales indicios la Compañía estima el importe recuperable del activo cuyo valor en libros fue previamente reducido por deterioro. Las pérdidas por deterioro previamente reconocidas, se extornan sólo si el incremento en el valor recuperable del activo obedece a cambios en los estimados que se usaron en la oportunidad en que se reconoció la pérdida por deterioro. En estas circunstancias, el valor en libros del activo se incrementa a su valor recuperable. El reconocimiento de la reversión de pérdidas por deterioro previamente registradas no puede dar como resultado que el valor en libros del activo exceda el monto que le habría correspondido a ese activo, neto de su depreciación, si no se hubiera

reconocido la pérdida por deterioro previamente registrada. La reversión de la pérdida por deterioro se reconoce en el estado de resultados integrales.

2.16 Arrendamiento

La Compañía es el arrendador en un arrendamiento operativo.

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

2.17 Endeudamiento

Los préstamos se clasifican de acuerdo con el contenido de los acuerdos contractuales pactados y teniendo en cuenta la sustancia económica del contrato.

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

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

2.18 Cuentas por pagar comerciales

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios adquiridos de proveedores en el curso normal de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes cuando su pago debe realizarse dentro de un año o menos. De lo contrario, se presentan como pasivos no corrientes. Las cuentas por pagar se reconocen inicialmente a su valor razonable y, debido a que el efecto de su descuento es irrelevante, subsecuentemente se valorizan a su valor nominal.

2.19 Beneficios a los empleados

a) Participación en las utilidades y gratificaciones

La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por su obligación legal ante sus trabajadores por concepto de gratificaciones y de su participación en las utilidades. Las gratificaciones corresponden a dos remuneraciones que se pagan en los meses de julio y diciembre de cada año. La participación de los trabajadores en las utilidades corresponde al monto que resulta de aplicar la tasa de 10% a la materia imponible determinada de acuerdo con la legislación del impuesto a la renta (nota 2.21).

b) Compensación por tiempo de servicios

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

c) Planes de pensión

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

El Plan Gubernamental de Beneficios Definidos establece un monto de beneficios que recibirán los ex-trabajadores (pensionistas) que cumplieron con uno o más requisitos en su oportunidad para ser beneficiarios del plan. Entre estos requisitos se considera el tiempo de servicio real y remunerado para acceder a la jubilación (15 años para hombres y 12 años con seis meses para mujeres). Un total de 1184 ex-trabajadores (pensionistas) son los actualmente beneficiados por el plan.

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

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

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

2.20 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes

a) General

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

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

b) Provisión para restauración del medio ambiente y para el taponamiento de pozos

La obligación por la restauración del medio ambiente y por el taponamiento de pozos surge de las unidades operativas transferidas por el Estado Peruano al sector privado en el año 2001. El Estado Peruano a través

de la Compañía asumió cubrir estas obligaciones. Al respecto el Estado Peruano reembolsará a la Compañía los desembolsos que ésta incurra para satisfacer estas obligaciones. La obligación asumida por el Estado Peruano se reconoció con cargo a los resultados al 31 de diciembre de 2001. El monto provisionado a esa fecha se actualiza al cierre de cada año.

De otro lado, la Compañía reconoce una provisión para restauración del medio ambiente y para el taponamiento de pozos que corresponde a su obligación legal por restaurar el medio ambiente al término de sus operaciones. En la fecha del reconocimiento inicial del pasivo que surge por esta obligación, medido a su valor razonable descontado a su valor presente, simultáneamente se carga el mismo importe a la cuenta de inmuebles, maquinaria y equipo en el estado de situación financiera. Posteriormente, el pasivo se incrementa en cada periodo para reflejar el costo financiero considerado en la medición inicial del descuento y, en adición, el costo capitalizado se deprecia sobre la base de la vida útil del activo relacionado. Al liquidar el pasivo, la Compañía reconoce cualquier ganancia o pérdida que se genere. Los cambios en el valor razonable estimado de la obligación inicial y en las tasas de interés se reconocen como un incremento o disminución del valor en libros de la obligación y del activo con el que se relaciona siguiendo los criterios de la NIC 16 "Inmuebles, maquinaria y equipo". Cualquier reducción en esta provisión y, por lo tanto, cualquier reducción del activo con el que se relaciona que exceda el valor en libros del activo se reconoce inmediatamente en el estado de resultados integrales.

Si la revisión del estimado de la obligación resultara en la necesidad de incrementar la provisión y, en consecuencia, también incrementar el valor en libros del activo con el que se relaciona, la Compañía toma en cuenta si este incremento corresponde a un indicio de que el activo se ha deteriorado en su conjunto y de ser el caso procede a realizar las pruebas de deterioro que requiere la NIC 36 Deterioro de activos (nota 2.15).

2.21 Impuesto a la renta

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

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

El impuesto a la renta diferido se determina usando la legislación y las tasas tributarias que han sido promulgadas a la fecha del balance general y que se espera sean aplicables cuando el impuesto a la renta diferido activo se realice o el impuesto a la renta pasivo se pague.

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

También se reconoce el impuesto a la renta diferido sobre las diferencias temporales que surgen de las inversiones en asociadas y en negocios controlados conjuntamente.

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

2.22 Capital

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

2.23 Reconocimiento de ingresos

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

a) Venta de productos/servicios

Los ingresos por la venta de productos refinados se reconocen al momento de su entrega que corresponde al momento en que se han transferido

todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes. Los ingresos por servicios se reconocen conforme se van brindando.

b) Intereses

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

2.24 Distribución de dividendos

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

2.25 Partidas significativas no operativas

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

3 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

3.1 Factores de riesgo financiero

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

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

a) Riesgos de mercado

i) Riesgo de cambio

Las actividades de la Compañía la exponen al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio del dólar estadounidense. La Compañía no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición al riesgo de cambio.

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

	Al 31 de diciembre de		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	US\$000	US\$000	US\$000
Activos			
Efectivo y equivalente de efectivo	7,770	24,629	8,014
Cuentas por cobrar comerciales	174,514	121,150	90,860
Otras cuentas por cobrar	20,565	13,805	16,323
	202,849	159,584	115,197
Pasivos			
Préstamos bancarios	(455,278)	(401,468)	(227,635)
Cuentas por pagar comerciales	(409,235)	(275,312)	(307,510)
Otras cuentas por pagar	(1,380)	(3,330)	(1,822)
Provisión para mejora del medio ambiente	(23,802)	(21,372)	(24,471)
	(889,695)	(701,482)	(561,438)
Pasivo neto	(686,846)	(541,898)	(446,241)

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

Al 31 de diciembre de 2011, los tipos de cambio utilizados por la Compañía para el registro de los saldos en moneda extranjera han sido de S/.2.697 por US\$1 (S/.2.809 por US\$1 al 31 de diciembre de 2010 y S/. 2.891 por US\$1 al 1 de enero de 2010).

La revaluación anual del nuevo sol respecto del dólar estadounidense, calculada sobre la base de los tipos de cambio de oferta y demanda - venta publicados por la SBS, y los porcentajes de deflación anual, de acuerdo con el Índice de Precios al por Mayor a Nivel Nacional (IPM) entre los años 2006 y 2011, fueron los siguientes:

Período	Revaluación	Deflación
	%	%
2011	(3.99)	(6.26)
2010	(2.84)	(4.57)
2009	(7.99)	(5.05)
2008	(4.84)	(8.79)
2007	(6.26)	(5.24)
2006	(6.82)	(1.33)

La apreciación del nuevo sol respecto del dólar estadounidense en 2011 fue del orden de 3.99%. El dólar estadounidense continuó devaluándose respecto al nuevo sol, mostrando una marcada volatilidad en el tercer trimestre por el escenario político nacional. En el ámbito internacional se mantiene la incertidumbre, observándose una moderada tendencia a la baja en la cotización de la mencionada divisa, que se sustenta en un contexto en el que el país mantiene cuentas externas favorables y de mayor oferta de dólares lo que origina una expectativa de que el sol continuará apreciándose respecto del dólar estadounidense en el corto plazo.

En este contexto, la Compañía en el año terminado el 31 de diciembre de 2011 registró una ganancia neta en cambio de S/.45,813,000 (S/.32,725,000 en 2010) que se muestra en el rubro diferencia en cambio, neta en el estado de resultados integrales.

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

El siguiente cuadro muestra la sensibilidad en los resultados de la Compañía en los años 2011 y 2010, asumiendo que las otras variables financieras se mantienen constantes, si el sol se hubiera revaluado/devaluado en 4% respecto del dólar estadounidense:

Año	Reevaluación/ devaluación en el tipo de cambio	Efecto en la utilidad antes de impuesto a la renta
		S/.000
2011	+ 4%	(82,397)
	- 4%	82,397
2010	+ 4%	(44,837)
	- 4%	44,837

ii) Riesgo de precio de mercancías (*commodities*)

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

Como se explica en la nota 1-c) los precios en el mercado nacional se determinan considerando los precios internacionales del crudo y productos derivados. Los precios se expresan en nuevos soles al tipo de cambio vigente, tomando en consideración las normas legales que se emitieron en 2011 y 2010 según los cuales, el régimen establecido por el Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles por el que el Estado Peruano puede efectuar compensaciones o recibir aportaciones para estabilizar el precio a los consumidores finales. En buena cuenta este mecanismo mitiga el efecto de cambios en los precios que no se trasladan al consumidor final. En la nota 9-a) se expone el saldo neto de las compensaciones y de las aportaciones del Estado Peruano al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010.

El siguiente cuadro muestra la sensibilidad de precios en los resultados de la Compañía:

Año	Aumento/disminución de precios	Efectos en la utilidad del año
	S/.000	S/.000
2011	+21%	60,967
	-21%	(60,967)
2010	+33%	174,909
	-33%	(174,909)

La Compañía promueve la suscripción de acuerdos con sus proveedores de crudo y con productores en el país que toman en consideración minimizar su exposición al riesgo de precios en el mediano y largo plazo a través del acuerdo de precios referidos a canastas de crudos de referencia o de fórmulas

de precios que contemplan las expectativas de márgenes en el mercado internacional. Asimismo, en la compra de crudos y productos importados se obtienen las mejores cotizaciones sobre la base de concursos públicos internacionales.

iii) Riesgo de tasa de interés sobre valor razonable y los flujos de efectivo

La Compañía no tiene activos significativos que generen intereses; los ingresos y los flujos de caja operativos son independientes de los cambios en las tasas de interés del mercado.

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

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010 y al 1 de enero de 2010 el endeudamiento a tasas fijas representa el 100% del total del endeudamiento.

b) Riesgo de crédito

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

c) Riesgo de liquidez

La administración prudente del riesgo de liquidez implica mantener suficiente efectivo y la posibilidad de comprometer y/o tener comprometido financia-

miento a través de una adecuada cantidad de fuentes de crédito, manteniéndose razonables niveles de efectivo y de líneas de crédito disponibles.

Al 31 de diciembre de 2011 la Compañía mantiene líneas de crédito de la banca local y extranjera hasta por US\$1,150.5 millones, monto suficiente para atender sus operaciones de compra en el territorio nacional y en mercados del exterior, de crudo y de productos a precios internacionales actuales y para atender otros compromisos y operaciones financieras. Estas líneas de crédito no tienen exigencias de costos de mantenimiento ni exigen colaterales.

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

3.2 Administración del riesgo del capital

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

La Compañía monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento, que se calcula dividiendo su deuda neta entre su capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento menos el saldo de su efectivo y equivalente de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio como se muestra en el estado de situación financiera.

Durante el año 2011, la estrategia de la Compañía que no ha variado respecto de la de 2010, fue mantener un ratio de apalancamiento entre el rango de 0.25 y 0.35 y una calificación de riesgo de AA+. Los ratios de apalancamiento fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
Préstamos bancarios	1,227,884	1,127,723	668,592
Menos: efectivo y equivalente de efectivo	(157,333)	(143,065)	(41,579)
Deuda neta (A)	1,070,551	984,658	627,013
Total del patrimonio	2,663,494	2,130,866	1,828,379
Total capital (B)	3,734,045	3,115,524	2,455,392
Ratio de apalancamiento (A) / (B)	0.29	0.32	0.26

La disminución en el ratio de apalancamiento en 2011 se explica principalmente por la mayor utilidad obtenida en dicho año.

3.3 Estimación del valor razonable

El valor razonable es definido como el importe por el cual un activo se podría intercambiar o un pasivo liquidar entre partes conocedoras y dispuestas a ello en una transacción corriente, bajo el supuesto de que la entidad es una Compañía en marcha.

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

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

La NIIF 7 requiere que la entidad exponga la medición de los valores razonables por nivel de las siguientes jerarquías de medidas de valor razonable:

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

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010 y al 1 de enero de 2010, la Compañía no ha valorizado ninguno de sus instrumentos financieros a valor razonable.

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

a) Valor razonable de instrumentos financieros medidos a costo amortizado

La Compañía considera que el valor en libros del efectivo y equivalente de efectivo y de las cuentas por cobrar de vencimiento corriente es similar a

su valor razonable. El valor razonable de los pasivos financieros se estima descontando los flujos de efectivo contractuales futuros a la tasa de interés vigente en el mercado y que está disponible para la Compañía para instrumentos financieros similares.

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

b) Instrumentos financieros a tasa fija y variable

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

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010 y al 1 de enero de 2010 la Compañía no cuenta con financiamiento de largo plazo. La tasa de interés que se aplica a los financiamientos de corto plazo es la de mercado, por lo que se estima que su valor razonable no difiere significativamente de su valor en libros.

4 ESTIMADOS Y CRITERIOS CONTABLES CRÍTICOS

La preparación de estados financieros de acuerdo con NIIF requiere que la Gerencia utilice juicios, estimados y supuestos para determinar los saldos reportados de activos y pasivos, la exposición de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros así como los montos reportados de ingresos y gastos por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y de 2010.

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

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

4.1 Supuestos y estimados contables críticos

i) Vida útil y valor recuperable de los inmuebles, maquinaria y equipo (nota 11)

La depreciación se calcula siguiendo el método de línea recta en función a la vida útil estimada del activo. Esto resulta en cargos por depreciación y/o amortización proporcionales al desgaste estimado de los activos medido en número de años. La vida útil de los activos se evalúa sobre la base de: i) las limitaciones físicas del activo, y ii) la evaluación de la demanda. Estos cálculos requieren efectuar estimados y supuestos sobre el total de la demanda de la producción de la Compañía y sobre los desembolsos de capital que se requerirá en el futuro.

ii) Provisión para restauración del medio ambiente y para taponamiento de pozos

La Compañía actualiza la valuación de la provisión para restauración del medio ambiente de las unidades privatizadas y en las propias y para el taponamiento de pozos para reflejar nuevos eventos, cambios en las circunstancias y cualquier otra información relevante que esté disponible con la finalidad de determinar cuáles son los costos que incurrirá para cubrir estos conceptos. Cambios en las variables usadas para establecer el monto de la obligación ambiental y para el taponamiento de pozos pueden originar ajustes importantes al saldo de la obligación.

iii) Provisión para contingencias (nota 27)

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

Al 31 de diciembre de 2011 la Compañía afronta contingencias tributarias por un monto de S/.477 millones que se revelan en la nota 27, siendo el más importante la correspondiente a tributos que grava la venta de Turbo A-1 destinado a Compañías de aviación, supuestamente dejados de pagar por S/.471 millones (ISC e IGV, incluye moras y multas) por las que la Compañía ha interpuesto acción impugnativa ante el poder judicial.

De resultar favorable la demanda contenciosa administrativa en la vía judicial, la Compañía no tendría impacto en los flujos financieros ni en los estados financieros, por el contrario, tendría los fundamentos requeridos para solicitar la devolución de S/.121 millones como consecuencia de un embargo efectivo efectuado por la Sunat por supuesto no pago de los mismos tributos en la importación de Turbo A-1 (nota 9-c ii).

En el supuesto negado de resultar adversa la demanda contenciosa administrativa en la vía judicial, la Compañía reconocería el pago con impacto en sus flujos y resultados del ejercicio económico en que se dé por un monto de S/.661 millones.

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

La Compañía estima que el valor de sus activos permanentes se recuperará en el curso normal de sus operaciones. Dicho estimado se sustenta en supuestos sobre los niveles de producción y los estimados de la demanda de sus productos en el futuro. A la fecha de los estados financieros, las proyecciones disponibles de estas variables muestran tendencias favorables a los intereses de la Compañía lo que sustenta la recuperación de sus activos permanentes.

v) Provisión para pensiones de jubilación

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

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones para pensiones de jubilación se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 15-a) se presenta información adicional al respecto.

El siguiente cuadro muestra la sensibilidad de los supuestos actuariales en los resultados de la Compañía:

Año	Aumento/disminución de de tasa	Efectos en la utilidad del año
	%	S/.000
2011	+0.5%	17,984
	-0.5%	(17,984)
2010	+0.5%	15,153
	-0.5%	(15,153)

Año	Aumento/disminución de expectativa de vida	Efectos en la utilidad del año
	Años	S/.000
2011	+1	(39,283)
	-1	39,283
2010	+1	(37,639)
	-1	37,639

4.2 Juicios críticos en la aplicación de las políticas contables de la Compañía

Moneda funcional y moneda de presentación

La Compañía luego de analizar los factores primarios que definen la moneda funcional de la entidad concluyó que la moneda funcional de la Compañía es el nuevo sol (S/.) por ser la moneda del ambiente económico primario donde opera, independientemente de que sus transacciones estén principalmente denominadas en dólares estadounidenses.

5 INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

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

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

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

	Producción y comercialización (*)	Operaciones Oleoducto	Unidades alquiladas y privatizadas	Total
	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000
Al 31 de diciembre de 2011				
Activo:				
Corriente	3,329,132	297,818	-	3,626,950
No corriente	1,478,768	674,286	561,276	2,714,330
Total activo	4,807,900	972,104	561,276	6,341,280
Pasivo:				
Corriente	2,608,705	146,202	-	2,754,907
No corriente	922,404	475	-	922,879
Total pasivo	3,531,109	146,677	-	3,677,786
Al 31 de diciembre de 2010				
Activo:				
Corriente	2,829,762	129,046	-	2,958,808
No corriente	947,428	664,141	601,602	2,213,171
Total activo	3,777,190	793,187	601,602	5,171,979
Pasivo:				
Corriente	2,183,829	52,213	-	2,236,042
No corriente	804,577	494	-	805,071
Total pasivo	2,988,406	52,707	-	3,041,113
Al 1 de enero de 2010				
Activo:				
Corriente	2,064,982	192,264	-	2,257,246
No corriente	872,827	661,440	601,118	2,135,385
Total activo	2,937,809	853,704	601,118	4,392,631
Pasivo:				
Corriente	1,636,374	108,238	21,161	1,765,773
No corriente	760,866	760	36,853	798,479
Total pasivo	2,397,240	108,998	58,014	2,564,252

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

El detalle de los inmuebles, maquinaria y equipo por unidades generadoras de efectivo se resume como sigue:

Unidades generadoras de Negocio	Costo	Depreciación acumulada	Provisión por desvalorización de Activos en Comodato	Costo neto
	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000
Al 31 de diciembre de 2011:				
Producción y comercialización	2,002,888	(709,654)	(898)	1,292,336
Operaciones de oleoducto	708,623	(133,726)	-	574,897
Unidades alquiladas	688,848	(141,438)	-	547,410
	3,400,359	(984,818)	(898)	2,414,643
Al 31 de diciembre de 2010:				
Producción y comercialización	1,625,986	(668,945)	(898)	956,143
Operaciones de oleoducto	692,196	(115,353)	-	576,843
Unidades alquiladas	685,865	(119,457)	-	566,408
	3,004,047	(903,755)	(898)	2,099,394
Al 1 de enero de 2010:				
Producción y comercialización	1,669,797	(548,200)	(909)	1,120,688
Operaciones de oleoducto	484,401	(130,899)	-	353,502
Unidades alquiladas	672,251	(124,335)	-	547,916
	2,826,449	(803,434)	(909)	2,022,106

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

	Producción y comercialización (*)	Operaciones oleoducto	Unidades alquiladas y privatizadas	Total
	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000
Al 31 de diciembre de 2011				
Ventas netas	13,336,996	-	-	13,336,996
Otros ingresos operacionales	68,124	115,853	55,680	239,657
Total ingresos brutos	13,405,120	115,853	55,680	13,576,653
Costo de ventas	(12,042,064)	(101,155)	-	(12,143,219)
Transferencias	(10,545)	10,545	-	-
Utilidad bruta	1,352,511	25,243	55,680	1,433,434
Gastos de ventas y de distribución	(303,107)	-	(12,900)	(316,007)
Gastos de administración	(308,811)	(31,984)	-	(340,795)
Otros ingresos y gastos	(260,732)	205,787	-	(54,945)
Utilidad operativa	479,861	199,046	42,780	721,687
Financieros, neto	38,962	3,136	-	42,098
Utilidad antes de impuesto a la renta	518,823	202,182	42,780	763,785
Impuesto a la renta	(231,157)	-	-	(231,157)
Utilidad del año	287,666	202,182	42,780	532,628
Al 31 de diciembre de 2010				
Ventas netas	9,754,295	-	-	9,754,295
Otros ingresos operacionales	68,032	106,894	53,581	228,507
Total ingresos brutos	9,822,327	106,894	53,581	9,982,802
Costo de ventas	(8,735,649)	(94,728)	-	(8,830,377)
Transferencias	(7,204)	7,204	-	-
Utilidad bruta	1,079,474	19,370	53,581	1,152,425
Gastos de ventas y de distribución	(288,960)	-	(13,216)	(302,176)
Gastos de administración	(249,832)	(29,726)	-	(279,578)
Otros ingresos y gastos	(182,223)	(48)	-	(182,271)
Utilidad operativa	358,459	(10,404)	40,365	388,420
Financieros, neto	26,745	450	-	27,195
Utilidad antes de impuesto a la renta	385,204	(9,954)	40,365	415,615
Impuesto a la renta	(128,128)	-	-	(128,128)
Utilidad del año	257,076	(9,954)	40,365	287,487

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

6 INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA Y CALIDAD CREDITICIA DE ACTIVOS FINANCIEROS

6.1 Instrumentos financieros por categoría

	Préstamos y cuentas por cobrar	Total
	S/.000	S/.000
Al 31 de diciembre de 2011		
Activos:		
Efectivo y equivalente de efectivo	157,333	157,333
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, excluyendo anticipos a proveedores	1,341,919	1,341,919
	1,499,252	1,499,252
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, excluyendo los pasivos no financieros	1,448,878	1,448,878
Préstamos bancarios	1,227,884	1,227,884
	2,676,762	2,676,762
Al 31 de diciembre de 2010		
Activos:		
Efectivo y equivalente de efectivo	143,065	143,065
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, excluyendo anticipos a proveedores	1,141,438	1,141,438
	1,284,503	1,284,503

	Otros pasivos financieros a costo amortizado	Total
	S/.000	S/.000
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, excluyendo los pasivos no financieros	994,695	994,695
Préstamos bancarios	1,127,723	1,127,723
	2,122,418	2,122,418

	Préstamos y cuentas por cobrar	Total
	S/.000	S/.000
Al 1 de enero de 2010		
Activos:		
Efectivo y equivalente de efectivo	41,579	41,579
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, excluyendo anticipos a proveedores	891,405	891,405
	932,984	932,984

	Otros pasivos financieros a costo amortizado	Total
	S/.000	S/.000
Pasivos:		
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, excluyendo los pasivos no financieros	1,001,226	1,001,226
Préstamos bancarios	668,592	668,592
	1,669,818	1,669,818

6.2 Calidad crediticia de los activos financieros

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

Cuentas por cobrar comerciales

Contrapartes sin calificación crediticia externa

	Al 31 de diciembre de		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
Grupo 1	27,661	24,779	25,425
Grupo 2	457,216	325,008	235,793
Grupo 3	167,955	116,021	171,543
Total	652,832	465,808	432,761

Grupo 1 clientes/ partes relacionadas nuevos (menos de 6 meses).

Grupo 2 clientes/ partes relacionadas existentes (por más de 6 meses) que no han presentado incumplimientos de pago.

Grupo 3 clientes/ partes relacionadas existentes (por más de 6 meses) que han presentado algunos incumplimientos en el pasado. Todos los incumplimientos fueron recuperados.

Efectivo en bancos y depósitos a corto plazo (1)

	Al 31 de diciembre de		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
Cuentas corrientes			
A+	70,497	39,053	(28,181)
A+ (*)	7,657	51,235	6,489
A	79,012	49,124	62,789
A-	77	3,568	251
Total	157,243	142,980	41,348

(1) El resto del saldo de efectivo y equivalente de caja comprende el efectivo a la vista.

(*) Standard Chartered Bank: Calificación internacional otorgada por Morningstar.

7 EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
Cuentas corrientes bancarias	157,243	142,980	41,348
Fondos fijos	90	85	231
Total	157,333	143,065	41,579

La Compañía mantiene efectivo depositado en instituciones financieras en la modalidad de cuentas corrientes en moneda nacional y en moneda extranjera. Estas cuentan devengan tasas preferenciales de interés y en la modalidad de depósitos en ahorro en moneda nacional. Los fondos mantenidos en bancos son de libre disponibilidad.

8 CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
Distribuidores mayoristas	371,504	265,147	207,317
Comercializadores de combustible	65,740	55,580	51,497
Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú	73,687	12,484	57,488
Negocios marítimos	22,761	4,126	3,140
Negocios de aviación	18,186	46,237	24,616
Sector minero	30,634	25,107	15,593
Sector pesquero	23,953	6,287	44,748
Sector industrial	15,244	12,936	6,654
Sector eléctrico	9,608	11,379	2,790
Sector construcción	6,239	9,595	8,729
Sector transporte	4,208	5,415	4,756
Clientes varios	11,068	11,515	8,573
Cuentas de cobranza dudosa	28,765	29,173	23,674
	681,597	494,981	459,575
Menos – Estimación de cobranza dudosa	(28,765)	(29,173)	(26,814)
	652,832	465,808	432,761

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

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

	Al 31 de diciembre				Al 1 de enero de 2010	
	2011		2010		S/.000	%
	S/.000	%	S/.000	%		
Dentro de los plazos de vencimiento	636,017	93.31	445,761	90.06	386,960	84.20
De 0 a 90 días	10,322	1.51	15,313	3.09	38,267	8.33
De 91 a 360 días	7,505	1.03	5,045	1.02	8,631	1.88
Más de un año	27,753	4.07	28,862	5.83	25,717	5.60
Total	681,597		494,981		459,575	

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

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
Saldo inicial	29,173	26,814	14,759
Adiciones (nota 21)	4,452	6,246	14,464
Diferencia en cambio	(365)	(3,649)	(843)
Cobros y castigos	(4,495)	(238)	(1,566)
Saldo final	28,765	29,173	26,814

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

Las cuentas por cobrar comerciales vencidas pero no deterioradas están relacionadas con clientes independientes por los que no existe historia reciente de incumplimiento. El análisis de antigüedad de saldos de estas cuentas por cobrar es el siguiente:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
De 0 a 90 días	9,341	14,593	37,935
De 91 a 360 días	5,535	1,402	4,328
Total	14,876	15,995	42,263

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

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
De 0 a 90 días	981	720	332
De 91 a 360 días	1,970	3,643	4,303
Total	2,951	4,363	4,635

Al 31 de diciembre de 2011, de 2010 y al 1 de enero de 2010 dichos saldos se encuentran totalmente provisionados.

9 OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	de 2010
	S/. 000	S/. 000	S/. 000
Fondo de Estabilización de Precios - Ministerio de Energía y Minas (nota 1-c) - (a)	162,447	409,273	238,417
Reclamos al Fondo de Estabilización de Precios - Ministerio de Energía y Minas - (b)	58,026	-	-
Crédito fiscal – Impuesto General a las Ventas	196,454	42,495	-
Reclamos a la Superintendencia de Administración Tributaria (Sunat) - (c-i)	183,962	140,308	140,308
Reclamos a terceros	19,135	24,108	11,901
Préstamos al personal	20,655	17,311	16,559
Servicio de transporte de hidrocarburos - (d)	30,740	13,663	22,283
Anticipos otorgados a proveedores	7,215	7,555	15,151
Diversas	10,453	20,917	14,025
Cuentas de cobranza dudosa	87,814	96,397	98,347
	776,901	772,027	556,991
Menos – Estimación para cuentas de cobranza dudosa - (e)	(87,814)	(96,397)	(98,347)
	689,087	675,630	458,644
Parte corriente	(513,129)	(675,630)	(458,644)
Parte no corriente - (c-ii)	175,958	-	-

a) Fondo de Estabilización de Precios – Ministerio de Energía y Minas

El movimiento de este saldo se explica como sigue:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	de 2010
	S/.000	S/.000	S/.000
Saldo inicial	409,273	238,417	460,870
Compensación de precios (ingreso)	1,043,958	473,475	406,724
Aportación de precios (gastos)	(24,790)	(22,927)	(255,102)
Neto abonado a ventas (nota 18)	1,019,168	450,548	151,622
Cobro de compensación y/o pago de aportación	(1,207,968)	(279,692)	(374,075)
Saldo final (a) + (b)	220,473	409,273	238,417

El saldo por cobrar al Ministerio de Energía y Minas corresponde a la compensación que recibe la Compañía del Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles, creado por el Gobierno Peruano por Decreto de Urgencia N° 010-2004, normas reglamentarias y modificatorias. Por esta norma el Estado Peruano constituye un fondo contingente para evitar que la volatilidad de los precios de los hidrocarburos se traslade a los consumidores finales.

De acuerdo con estas normas, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas establece una banda de precios para cada producto combustible que se comercializa en el país. El artículo 6° del Decreto Supremo N° 133-2010-EF (de fecha 23 de junio de 2010) establece que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería- OSINERGMIN actualizará y publicará cada dos meses, en el diario Oficial el Peruano, las bandas de cada uno de los productos el último jueves del segundo mes, contado a partir del día de la vigencia de la última actualización. Semanalmente, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN publica para cada producto combustible comercializado en el país un precio referencial denominado precio de paridad de importación (PPI). Cuando el PPI es mayor al límite superior de la banda, la diferencia constituye el Factor de Compensación y cuando el PPI es menor al límite inferior de la banda, la diferencia constituye el Factor de Aportación. La compensación se contabiliza como cuenta por cobrar con abono a ingresos por ventas, mientras que la aportación se registra con cargo a ingresos por ventas con abono a la cuenta por cobrar.

Por Decreto de Urgencia N° 009-2011, publicado el 23 de febrero de 2011, se suspendió temporalmente la actualización y publicación de las Bandas de los Productos del Fondo. Como consecuencia de esta norma los márgenes comerciales y las Bandas aprobadas por la Resolución de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN N° 075-2010-OS/GART de fecha 29 de diciembre de 2010 se mantuvieron vigentes hasta la siguiente actualización y publicación de nuevas Bandas, lo que debió ocurrir el último jueves del mes de abril de 2011.

Posteriormente, el Decreto de Urgencia N° 017-2011, publicado el 27 de abril de 2011, suspende nuevamente la actualización y publicación de Bandas de los Productos del Fondo. Los márgenes comerciales y las Bandas aprobadas por la Resolución N° 075-2010-OS/GART mantienen su vigencia hasta la siguiente actualización y publicación de nuevas Bandas que ocurrió el segundo jueves del mes de junio de 2011. En efecto, la Resolución OSINERGMIN N° 039-2011-OS/GART, fijó la nueva Banda para todos los Productos, así como los márgenes comerciales desde el jueves 9 de junio de 2011 hasta el miércoles 24 de agosto 2011. Posteriormente, la Resolución de OSINERGMIN N° 060-2011-OS/GART, fijó la nueva Banda para todos los Productos, así como los márgenes comerciales, desde el jueves 25 de agosto de 2011 hasta el miércoles 26 de octubre de 2011.

El Decreto de Urgencia N° 050-2011, publicado el 24 de agosto de 2011, suspende temporalmente la actualización y publicación de la Banda de Precios para el producto Gas Licuado de Petróleo (GLP), establecida en el Decreto de

Urgencia N° 010-2004 y sus modificatorias, En consecuencia , los márgenes comerciales y la Banda de Precios para el Gas Licuado de Petróleo (GLP) aprobados por la Resolución OSINERGMIN N° 039-2011-OS/GART de fecha 9 de junio de 2011, mantuvieron su vigencia hasta la siguiente actualización y publicación de Bandas, lo que debió ocurrir el último jueves del mes de octubre de 2011.

El Decreto de Urgencia N° 057-2011, publicado el 23 de octubre de 2011, excluye del Fondo a los Gasoholes y Gasolinas de alto octanaje (98, 97 y 95 octanos) y también elimina del Fondo a los combustibles utilizados en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, de recursos minerales, en el procesamiento de recursos hidrobiológicos y en la fabricación de cementos. De otro lado, suspende temporalmente la actualización y publicación de la Banda de Precios del Gas Licuado de Petróleo (GLP). En consecuencia, el margen comercial y la Banda de Precios para el Gas Licuado de Petróleo (GLP) aprobados por la Resolución OSINERGMIN N° 039-2011-OS/GART mantuvieron su vigencia hasta la próxima actualización y publicación de Bandas lo que debió ocurrir el último jueves del mes de diciembre del 2011.

El Decreto de Urgencia 060-2011, de fecha 22 de diciembre de 2011, suspende temporalmente la actualización y publicación de la Banda de Precios del Gas Licuado de Petróleo (GLP) (actualización que estuvo suspendida hasta último jueves del mes de diciembre de 2011) manteniendo su vigencia hasta la próxima actualización y publicación de Bandas que se realizará el último jueves del mes de febrero de 2012.

El Decreto Supremo N° 234-2011-EF, publicado el 23 de diciembre de 2011, aprueba la incorporación de recursos, a través de Crédito Suplementario en el Presupuesto del Sector Público para el año fiscal 2011, hasta por la suma de S/.610 millones que están destinados a financiar el Fondo.

El 4 y el 11 de enero de 2011, el Ministerio de Energía y Minas transfirió a PETROPERÚ S.A. S/.331,368,000 y S/.12,282,000 correspondiente a las autoliquidaciones que corresponden a las comprendidas entre el 12 de enero de 2010 y el 27 de diciembre de 2010. Posteriormente la Compañía recibió transferencias a través de CITIBANK por S/.864,319,000 que correspondieron al periodo comprendido entre el 5 de abril y el 23 de agosto de 2011. Este monto cancela las autoliquidaciones semanales comprendidas en el periodo comprendido entre el 28 de diciembre de 2010 y el 8 de agosto de 2011.

b) Reclamos al Fondo de Estabilización de Precios del Ministerio de Energía y Minas

Durante el mes de abril de 2010, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) emitió la Resolución Directoral 075-2010-EM/DG, en la que se establece que los productores e importadores de combustibles rectifiquen las declaraciones juradas semanales presentadas desde agosto de 2008 y apliquen en forma retroactiva los valores de referencia establecidos en dicha Resolución.

La Compañía ha interpuesto una Acción de Amparo ante el segundo juzgado constitucional de Lima un reclamo de S/.58,026,000 relacionados con la aplicación de dicha Resolución Directoral. En opinión de la Gerencia, y basándose en los informes de sus asesores legales externos, una vez concluido el proceso judicial en todas sus instancias, el resultado será favorable a la Compañía, y permitirá recuperar la totalidad de la cuenta por cobrar registrada.

c) Reclamos a la Superintendencia de Administración Tributaria (SUNAT)

- Al 31 de diciembre de 2010 y al 1 de enero de 2010 comprenden pagos de impuesto a la renta efectuados en exceso por el ejercicio fiscal 2008 y cobros indebidos de multas. El 19 de enero de 2011 la Administración Tributaria efectuó la devolución de dicho concepto por S/.156,919,000 de los cuales S/.140,308,000 corresponde al principal y S/.16,611,000 (nota 24) a los intereses generados.
- En abril de 2011, la Administración Tributaria efectuó un embargo preventivo por S/.120 millones por supuestos tributos dejados de pagar por la Compañía en la importación de un tipo de combustible (Turbo A-1) realizado en 2003. En adición, en noviembre de 2011 la Compañía recibió la Resolución de cobranza coactiva N°011-006-0042559 por S/.65 millones; decidiendo la Gerencia de la Compañía acogerse al fraccionamiento tributario a fin de evitar un nuevo embargo preventivo.

Durante diciembre de 2011 la Compañía efectuó el pago de la primera cuota de dicho fraccionamiento ascendente a S/.1.3 millones (monto que incluye el tributo más intereses).

Al respecto, estos importes se encuentran en proceso impugnativo en la vía judicial (nota 27) por lo que la Compañía mantiene al 31 de diciembre de 2011 una cuenta por cobrar ascendente a S/.183.9 millones, correspondiente al monto del embargo preventivo y al saldo correspondiente al fraccionamiento tributario.

d) Servicio de transporte de hidrocarburos

Las cuentas por cobrar por servicios de transporte de hidrocarburos corresponden a las facturas emitidas en el mes de setiembre de 2011 por el servicio de transporte de líquidos por el tramo I y II del Oleoducto Norperuano. Los montos facturados se sustentan en los contratos celebrados entre PETROPERÚ S.A. y Pluspetrol Norte S.A. en diciembre de 2006.

e) Movimiento de la provisión para cuentas de cobranza dudosa

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

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero
	2011	2010	2010
	S/.000	S/.000	S/.000
Saldo inicial	96,397	98,347	103,047
Adiciones (nota 24)	27	538	171
Diferencia en cambio	(2,172)	(1,163)	(4,238)
Cobros y castigos	(6,438)	(1,325)	(633)
Saldo final	87,814	96,397	98,347

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

	Al 31 de diciembre				Al 1 de enero	
	2011		2010		2010	
	S/.000	%	S/.000	%	S/.000	%
Dentro de los plazos de vencimiento	168,770	21.72	45,358	5.88	61,801	11.10
De 0 a 90 días	339,314	43.68	159,111	20.61	222,106	39.88
De 91 a 360 días	106,808	13.75	316,397	40.98	165,944	29.79
Más de un año	162,009	20.85	251,161	32.53	107,140	19.24
Total	776,901		772,027		556,991	
Menos – Estimación de cobranza dudosa	(87,814)		(96,397)		(98,347)	
	689,087		675,630		458,644	
Parte corriente	513,129		675,630		458,644	
Parte no corriente	175,958		-		-	

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

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero
	2011	2010	2010
	S/.000	S/.000	S/.000
De 0 a 90 días	74	198	2,278
De 91 a 360 días	2,586	506	143,490
	2,660	704	145,768

10 EXISTENCIAS

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre				Al 1 de enero 2010	
	2011		2010		MBls	S/.000
	MBls	S/.000	MBls	S/.000		
Petróleo crudo	1,707	539,007	1,054	251,321	1,325	265,439
Productos refinados:						
Productos en proceso	1,343	398,837	1,277	321,043	1,345	284,582
Productos terminados	3,095	1,043,545	3,494	907,798	2,281	502,099
Productos refinados adquiridos	345	119,386	153	42,945	416	105,968
Sub- total		2,100,775		1,523,107		1,158,088
Existencias por recibir	471	159,043	293	103,514	495	120,401
Suministros		45,313		42,769		42,890
Van:		2,305,131		1,669,390		1,321,379

	Al 31 de diciembre de				Al 1 de enero de 2010	
	2011		2010		MBls	S/.000
	MBls	S/.000	MBls	S/.000		
Vienen:		2,305,131		1,669,390		1,321,379
"Menos - Provisión para desvalorización de suministros"		(4,666)		(5,151)		(4,834)
"Menos - Provisión para desvalorización de existencias"		(13,478)		-		-
Total		2,286,987		1,664,239		1,316,545

Al 31 de diciembre de 2011, el precio del crudo tuvo una tendencia al alza, cerrando su cotización en US\$ 99.65 por barril (US\$ 91.44 por barril al 31 de diciembre de 2010). El precio promedio durante el mes de diciembre de 2011 fue de US\$98.58 por barril (US\$89.08 por barril en 2010).

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

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero 2010
	2011	2010	S/.000
	S/.000		
Saldo inicial	(5,151)	(4,834)	(5,154)
Cargo a resultados (nota 20)	(3,242)	(3,512)	(3,757)
Recuperos	3,727	3,195	4,077
Saldo final	(4,666)	(5,151)	(4,834)

En diciembre de 2011, los productos terminados y los productos en proceso derivados del petróleo mostraron una pérdida en su valor en libros respecto de su valor neto de realización de S/.13,478,000. La provisión para desvalorización de estos activos sólo tuvo movimiento en el año 2011, el mismo que corresponde exclusivamente al cargo a resultados (costo de ventas) del monto antes indicado.

11 INMUEBLES, MAQUINARIA Y EQUIPO

Este rubro comprende:

	Terrenos	Edificios y otras construcciones	Maquinaria y equipo	Unidades de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos y de cómputo	Equipos fuera de uso	Unidades por recibir	Obras en curso	Total
	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000
Costo:										
Saldos al 1 de enero de 2010	689,600	308,998	1,513,029	45,001	10,988	108,477	32,119	19	118,218	2,826,449
Adiciones	-	2,868	67,449	5,030	323	16,252	-	2,918	96,671	191,511
Retiros	-	-	(5)	-	(10)	(312)	(9,804)	-	-	(10,131)
Transferencias	-	5,078	25,773	(4,013)	(383)	(30,121)	3,666	(2,937)	-	(2,937)
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	(845)	(845)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	689,600	316,944	1,606,246	46,018	10,918	94,296	25,981	-	214,044	3,004,047
Recupero deterioro	-	-	207,000	-	-	-	-	-	-	207,000
Adiciones	-	2,840	20,675	3,911	933	6,921	-	4,984	173,900	214,164
Retiros	-	(60)	(7,908)	(1,051)	(773)	(6,934)	(19)	-	-	(16,745)
Transferencias	-	-	(360)	(199)	(92)	(3,734)	4,385	(4,984)	-	(4,984)
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	3,123	(3,123)
Saldos al 31 de diciembre de 2011	689,600	319,724	1,825,653	48,679	10,986	90,549	30,347	-	384,821	3,400,359
Depreciación acumulada:										
Saldo al 1 de enero de 2010	-	185,910	459,704	38,539	8,921	79,163	32,106	-	-	804,343
Recupero deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adiciones	-	13,931	86,873	1,992	647	5,953	48	-	-	109,444
Retiros	-	-	(3)	-	(10)	(310)	(9,804)	-	-	(10,127)
Transferencias	-	5,272	17,858	(3,325)	362	(22,081)	3,631	-	-	993
Saldos al 31 de diciembre de 2010	-	205,113	564,432	37,206	9,196	62,725	25,981	-	-	904,653
Adiciones	-	9,890	77,891	2,896	730	6,288	30	-	-	97,725
Retiros	-	(60)	(7,835)	1,043	(772)	(6,933)	(19)	-	-	(16,662)
Transferencias	-	-	(342)	(199)	(92)	(3,722)	4,355	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2011	-	214,943	634,146	38,860	9,062	58,358	30,347	-	-	985,716
Costo neto:										
Al 31 de diciembre de 2011	689,600	104,781	1,191,507	9,819	1,924	32,191	-	-	384,821	2,414,643
Al 31 de diciembre de 2010	689,600	111,831	1,041,814	8,812	1,722	31,571	-	-	214,044	2,099,394
Al 1 de enero de 2010	689,600	123,088	1,053,325	6,462	2,067	29,314	13	19	118,218	2,022,106

En el año 1998 la Compañía suscribió contratos de concesión para la operación de los terminales del norte, centro y sur por un período de 15 años. Dichos contratos contemplaban que los operadores deben hacer inversiones adicionales para mantener las operaciones, cuyos costos son resarcidos con parte de los montos que los operadores pagan a la Compañía por la concesión, en base a un procedimiento que incluye el tratamiento tributario y contable del pago de las inversiones adicionales. Estos activos son de propiedad de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A. y se formalizan con la emisión de la factura respectiva emitidas por los operadores de las plantas concesionadas. En 2011 la Compañía suscribió adendas a dichos contratos de concesión para prorrogarlos por un plazo adicional de 18 meses, en consecuencia estos contratos vencerán entre agosto y setiembre de 2014. El mantenimiento de los activos concesionados están previstos en los respectivos contratos de operación y que establecen que los activos, al término de los contratos, se devolverán en las mismas condiciones que fueron entregadas, con el solo deterioro natural de su uso.

En 2004 la Compañía suscribió un contrato de comodato con el Despacho del Presidente de la República por el que cede en forma gratuita el uso de los bienes de su propiedad cuyo valor en libros asciende a S/.898,000 y que a esa fecha se encontraban en uso en Palacio de Gobierno. El valor en libros de estos activos se castigó porque no generan beneficio alguno para la Compañía. El contrato está vigente al 31 de diciembre de 2011.

Los activos y las operaciones de PETROPERÚ S.A. están asegurados por una póliza de seguro integral que cubre daños de propiedad, lucro cesante, sabotaje y terrorismo hasta por un monto asegurado de US\$600,000,000 y con valores declarados de US\$5,402,050,020. La póliza cuenta también con seguro de responsabilidad civil hasta por US\$100,000,000. Las operaciones de abastecimiento y reabastecimiento de productos de aviación están cubiertas por una póliza de seguro de responsabilidad civil de aviación por US\$500,000,000. En opinión de la Gerencia, las pólizas de seguro contratadas cubren adecuadamente el riesgo de eventuales pérdidas por la eventual ocurrencia de siniestros.

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

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Costo de ventas (nota 20)	55,556	62,464
Gastos de venta (nota 21)	5,301	4,357
Gastos de administración (nota 22)	36,868	42,623
	97,725	109,444

La Compañía reconoció con cargo a resultados acumulados al 1 de enero de 2010 una provisión por deterioro de activo fijo ascendente a S/.207,000,000 como resultado de la comparación del valor en libros con el valor en uso a dicha fecha. Durante el 2011 se produjeron cambios en los estimados utilizados para la determinación de valor en uso, por lo que se procedió a extornar la totalidad de dicha provisión con abono al estado de resultados del año terminado el 31 de diciembre de 2011.

Al 31 de diciembre de 2011 la Compañía no ha otorgado ningún elemento de su activo fijo en garantía de préstamos.

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010 y el 1 de enero de 2010, el saldo del petróleo crudo contenido en la línea del Oleoducto Norperuano se muestra en la cuenta otros activos en el estado de situación financiera. El crudo en línea asciende aproximadamente a 2,762,000 barriles valorizados en S/.99.6 millones y es necesario para la adecuada operación del Oleoducto en el transporte de crudo. El valor en libros del crudo en línea corresponde al costo del barril de petróleo en 1996, año en que se realiza la transferencia del Lote 8 al sector privado.

11.1 Contrataciones y adquisiciones

Dentro del marco de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S.A., el entonces CONSUCODE (ahora Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado - OSCE) a partir del 6 de noviembre de 2006 establece que las contrataciones y adquisiciones se efectúan con arreglo a su Reglamento de Adquisiciones y Contrataciones y sus documentos complementarios. En línea con ello, el OSCE, mediante Resolución N° 523-2009 OSCE/PRE, aprobó el texto del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ S.A. el mismo que fue publicado el 12 de diciembre de 2009 con vigencia a partir del día siguiente de su publicación. Este Reglamento contempla la normativa del TLC Perú- EEUU.

11.2 Fortalecimiento y modernización de PETROPERÚ S.A.

La Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S. A. dispone entre otras acciones importantes, las siguientes:

- El artículo 5° dispone que forman parte de los ingresos de PETROPERÚ S.A. los que se obtengan por los contratos de alquiler de activos y de contratos de operaciones que la Compañía tenga suscritos como consecuencia del proceso de promoción de la inversión privada en aplicación de Decreto Legislativo N° 674 (Nota 19).

- El artículo 6° dispone que la Dirección General del Tesoro Público transferirá a PETROPERÚ S.A. la totalidad de los recursos necesarios para cubrir los gastos de remediación del medio ambiente de las unidades privatizadas que pertenecieron a la Compañía. Los montos que la Dirección General del Tesoro Público transfiera serán registrados como aportes de capital del Estado Peruano en PETROPERÚ S.A. En 2010 se recibieron transferencias por S/.15 millones, importe que se incluye en la cuenta de capital adicional.

11.3 Planes de inversión y de gestión

Los principales planes de inversión y gestión de PETROPERÚ S.A. entre otros, son los siguientes:

a) Proyecto de Modernización de la Refinería Talara - PMRT

El Proyecto tiene como objetivo el desarrollo tecnológico que involucra la construcción de nuevas instalaciones industriales, la modernización y la ampliación de las existentes para lograr los siguientes: i) la producción de diesel y de gasolinas con menos de 50 ppm (partes por millón) de azufre, ii) el incremento de la capacidad de producción de la refinería de 65 a 95 mil bpd (barriles por día) y iii) el procesamiento de crudos pesados y más económicos para la producción de combustibles livianos de mayor valor comercial. El estado del proyecto al 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Se cuenta con los diseños básicos de las siguientes tecnologías:

- Hidrotratamiento y mejoramiento de cetano de gasóleos.
- Producción y purificación de hidrógeno.
- Recuperación de azufre de los gases ácidos del regenerador de aminas.
- Hidrodesulfurización y reformación catalítica de naftas.
- Hidrotratamiento de nafta de craqueo catalítico.
- Tratamiento de GLP para reducción de azufre y corrosidad.
- Flexicoking.
- UOP - Universal Oil Products de EE.UU.

En junio de 2010 se iniciaron los servicios de ingeniería y construcción (Front End Engineering Design - Engineering Procurement and Construction: FEED - EPC) a cargo de Técnicas Reunidas S.A. Al 31 de diciembre de

2011, se está efectuando la elaboración de la ingeniería para integrar las unidades que forman parte del proyecto. Por su parte, Exxon Mobil Research & Engineering, Axens y Haldor Topsoe completarán el cuestionario técnico solicitado por Técnicas Reunidas S.A.

El servicio de supervisión está a cargo del Consorcio PMC Talara - CPT integrado por Inelectra S.A. (Argentina), Idom Ingeniería y Consultoría S.A. (España) y Nippon Koei Co-LTD (Japón).

Se cuenta con el estudio de impacto ambiental aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos - DGAAE. Asimismo, se aprobó la ejecución de los proyectos de responsabilidad social, el plan de relaciones comunitarias y las actividades de comunicación, así como la implementación de la Oficina de Información y Participación Ciudadana.

COFIDE es el asesor financiero del PMRT que está en proceso de negociar el contrato con Société Générale, entidad que se encargará de la estructuración financiera.

b) Proyecto de transporte de crudo pesado de la cuenca del Mara n por el Oleoducto Norperuano

El servicio de elaboración del Estudio de Plan de Manejo Ambiental - PMA está siendo desarrollado por el Consorcio Quartz - Servicios Geotécnicos y Medioambientales - GEMA para la primera etapa del proyecto que consiste en la instalación de dos loops (Estación Morona y Estación 5) de veinte y diez kilómetros de longitud, respectivamente. El estudio se encuentra en revisión por la DGAAE.

Al 31 de diciembre de 2011 se cuenta con la Ingeniería Básica de la Primera Etapa del Proyecto.

c) Reemplazo de dos tanques de 40 MB cada uno en la Refinería Iquitos

Construcción de tanques para almacenamiento de nafta craqueada y de destilados medios. La ejecución del servicio de montaje de los tanques se inició en junio de 2011. Se espera concluir el proyecto en julio de 2012.

d) Construcción de la Planta de Ventas Bayóvar (Estudio de Factibilidad)

Se finalizó el estudio de mercado, la ingeniería básica y el presupuesto del proyecto. Actualmente está en proceso de elaboración el estudio de factibilidad.

e) Construcción de planta de ventas en Pasco - Ninacaca

Está en curso la compra/venta del terreno. Se inscribió en los Registros Públicos las dos actas referentes a la decisión de venta de la comunidad propietaria del terreno y sus nuevos representantes, tanto para la negociación como para la firma del contrato de compra/venta y se encuentra en proceso la independización del terreno.

Se ha presentado para su aprobación el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto a la Dirección Regional de Energía y Minas – Pasco. En febrero de 2012 se llevará a cabo la audiencia pública.

f) Construcción de estación de servicios en el departamento de Ica

Al 31 de diciembre de 2011 se reprogramaron los estudios de ingeniería y la ejecución de la obra debido a trámites ante la Municipalidad Provincial de Ica. Se cuenta con la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto aprobada por la Dirección Regional de Energía y Minas del Gobierno Regional de Ica, mediante Resolución Directoral Regional N° 020-2011-GORE-Ica-DREM/H, del 20 de junio de 2011.

12 PRESTAMOS BANCARIOS

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	2010
	S/.000	S/.000	S/.000
Banco de Crédito del Perú	394,487	327,680	249,401
Banco Scotiabank	243,903	161,828	92,583
Banco de la Nación	196,541	73,993	228,906
Bank of America	193,375	88,637	-
Banco Mercantil	134,850	84,618	87,087
Banco Citibank	64,728	-	-
Banco Interbank	-	153,199	-
Banco HSBC	-	144,783	-
Banco Bladex	-	92,985	-
Parte corriente de la deuda a largo plazo	-	-	10,615
	1,227,884	1,127,723	668,592

Los préstamos bancarios en dólares estadounidenses destinados al financiamiento de importaciones son de vencimiento corriente, devengan intereses a tasas fijas anuales que fluctúan entre 0.85% y 1.83% (entre 0.75% y 1.48% al 31 de diciembre de 2010 y entre 0.50% y 4.16% el 1 de enero de 2010). Estas obligaciones no cuentan con garantías ni colaterales.

13 CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	2010
	S/.000	S/.000	S/.000
Proveedores nacionales de crudo y productos refinados	490,800	375,271	411,387
Proveedores extranjeros de crudo y productos refinados	506,274	288,017	405,125
Compañías navieras y operadoras de terminales plantas de venta	28,717	35,578	31,331
Proveedores de bienes y servicios	77,917	103,874	64,022
	1,103,708	802,740	911,865

Al 31 de diciembre del 2011, el principal proveedor nacional es SAVIA PERÚ S.A. cuyo saldo asciende a S/.202.9 millones. El principal proveedor del exterior es Tesoro Refining and Marketing al que se le adeuda S/.149.3 millones.

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

14 OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
Tributos	160,901	99,460	11,476
Remuneraciones por pagar	35,550	32,563	29,734
Anticipos recibidos de clientes (a)	16,952	27,039	16,842
Participación de los trabajadores (b)	56,289	23,567	20,864
Fraccionamiento tributario (c)	63,950	-	-
Intereses por pagar	933	1,151	466
Diversas cuentas por pagar	10,595	8,175	9,979
	345,170	191,955	89,361
Parte corriente	(289,224)	(191,955)	(89,361)
Parte no corriente	55,946	-	-

a) Anticipos recibidos de clientes

Los anticipos recibidos de clientes comprenden fondos recibidos de Compañías mayoristas nacionales para garantizar el suministro de combustible que se encuentra pendiente de despacho.

b) Participación de los trabajadores

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

En el año 2011 y 2010, la Compañía determinó una participación de S/.56,289,000 y S/.23,567,000, respectivamente, que se registró con cargo a los resultados del año en los siguientes rubros:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Costo de ventas (nota 20)	26,368	11,054
Gastos de venta (nota 21)	8,978	4,040
Gastos de administración (nota 22)	20,943	8,473
	56,289	23,567

c) Fraccionamiento tributario

En noviembre de 2011 la Compañía solicitó el fraccionamiento tributario relacionado con la Resolución de cobranza coactiva N°011-006-0042559 por S/.65 millones (nota 9-c.ii).

El fraccionamiento comprende 72 cuotas mensuales y devenga una tasa de interés anual de 11.5% (80% de la Tasa de Interés Moratorio). Durante diciembre de 2011 la Compañía efectuó el pago de la primera cuota de dicho fraccionamiento ascendente a S/.1.3 millones (monto que incluye el tributo más intereses).

El cronograma de pagos del fraccionamiento a largo plazo es el siguiente:

Año	S/.000
2012	8,004
2013	8,976
2014	10,067
2015	11,289
2016	12,661
2017	12,953
Total	63,950

15 PROVISIONES

Este rubro comprende:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.000	S/.000	S/.000
Corriente			
Provisión para pensiones de jubilación (a)	72,767	73,861	70,954
Provisión para restauración del medio ambiente (b)	15,737	15,375	5,655
Provisiones para reclamos laborales	20,598	16,772	11,455
Provisiones para reclamos civiles	20,569	800	804
Provisión de taponamiento de pozos (b)	3,825	6,226	6,562
Otras provisiones	595	590	525
	134,091	113,624	95,955
No corriente			
Provisión para pensiones de jubilación (a)	603,349	624,447	661,937
Provisión mejoras para el medio ambiente (b)	48,457	44,674	65,092
	651,806	669,121	727,029

El movimiento de las provisiones y su distribución entre sus partes corriente y no corriente, es como sigue:

	Provisión para pensiones de jubilación	Provisión para mejoras del medio ambiente	Provisión para reclamos laborales	Provisión para reclamos civiles	Provisión para taponamiento de pozos	Otras provisiones	Total
	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000
Saldo al 1 de enero de 2010	732,891	70,747	11,455	804	6,562	525	822,984
Provisión del año	35,041	452	7,971	145	-	210	43,819
Pagos	(69,624)	(9,211)	(1,907)	(147)	(336)	(145)	(81,370)
Ajustes	-	(21)	(747)	(4)	-	-	(772)
Diferencia en cambio	-	(1,918)	-	2	-	-	(1,916)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	698,308	60,049	16,772	800	6,226	590	782,745
Provisión del año	45,990	11,811	7,588	21,208	-	120,017	194,803
Pagos	(68,182)	(6,056)	(3,762)	(1,034)	(2,401)	(120,012)	(201,447)
Diferencia en cambio	-	(1,610)	-	(405)	-	-	(2,015)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	676,116	64,194	20,598	20,569	3,825	595	785,897

a) Provisión para pensiones de jubilación

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

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

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

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

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

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

Para el cálculo valor presente de los flujos futuros pensionables, el actuario utilizó la tasa de interés técnico anual de 4% * aplicada a dólares americanos para la conmutación de las Tablas de Mortalidad, similar a la utilizada para el año 2010. Esta tasa de interés técnico es utilizada en la valoración de un seguro de vida y en general se acepta que la determinación de su valor debe basarse en el rendimiento medio que conseguirá la Compañía durante la duración del contrato invirtiendo las aportaciones de los asegurados.

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

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

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.,000	S/.,000	S/.,000
Saldo inicial	1,223	1,292	1,290
Altas (**)	37	20	22
Bajas	(76)	(89)	(20)
Saldo final	1,184	1,223	1,292

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

Los principales supuestos actuariales usados fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	%	%	%
Tasa de descuento	2.5	2.5	2.5
Inflación	1.5	1.5	1.5
Incremento (reducción) de pensiones	1.2	3.7	(2.4)
Período medio de amortización de pensiones	9.83	9.95	10.25
Personal jubilado a la fecha del balance:			
Hombres	724	782	852
Mujeres	460	441	440

Los supuestos respecto de la tasa de mortalidad futura se fijan sobre la base de asesoría actuarial de acuerdo con las estadísticas publicadas y con la experiencia en cada territorio. La edad promedio de los pensionistas titulares del Decreto Ley N° 20530 es de 79 años de edad, mientras que las personas que perciben pensión por orfandad es de 31 años y viudez es de 77 años. La edad promedio de los pensionistas mixtos es 93 años.

b) Provisión para restauración del medio ambiente y taponamiento de pozos

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

El Ministerio de Energía y Minas mediante Decreto Supremo N° 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. Al 31 de diciembre de 2011, PETROPERÚ S.A. continúa ejecutando trabajos de remediación ambiental en las unidades operativas propias y en las unidades privatizadas. Está pendiente la aprobación, por parte de la Dirección General de Asuntos Ambientales y Energéticos (DGAAE), el Programa Ambiental Complementario (PAC) para la Refinería Talara.

En cumplimiento de estas disposiciones, la Compañía ha constituido provisiones para la subsanación de los daños causados en sus unidades privatizadas y en sus unidades operativas propias.

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

Para el caso de las unidades operativas propias, las estimaciones realizadas se basan en la información de los costos disponibles de las unidades privatizadas e igualmente se actualizan anualmente en función del costo de los trabajos realizados, realmente ejecutados o en proceso de ejecución y estimados de trabajos remanentes por ejecutar.

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

	Saldos inicial	Pagos	Diferencia en cambio	Resultados	Reclasificaciones	Saldos final
	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000
Año 2011						
Lote 8	16,643	(2,244)	(291)	3,284	-	17,392
Lote X	4,602	(255)	(959)	3,683	-	7,071
Pampilla	3,646	(991)	102	624	-	3,381
Lubricantes	917	(2)	4	(11)	-	908
Terminales del Norte	313	(21)	(44)	177	-	425
Terminales del Sur	816	(86)	(9)	120	-	841
Terminales del Centro	525	(9)	(1,279)	4,582	-	3,819
Sistema Eléctrico Gas Natural	162	-	-	-	-	162
Total unidades privatizadas	27,624	(3,608)	(2,476)	12,459	-	33,999
Operaciones Talara	24,992	(2,411)	674	-	-	23,255
Operaciones Conchán	2,167	(28)	8	-	-	2,147
Operaciones Oleoducto	568	(3)	1	-	-	566
Operaciones Refinería Iquitos	4,698	(6)	183	(648)	-	4,227
Total de unidades propias	32,425	(2,448)	866	(648)	-	30,195
Total	60,049	(6,056)	(1,610)	11,811	-	64,194
Año 2010						
Lote 8	21,552	(4,529)	(380)	-	-	16,643
Lote X	5,379	(580)	(197)	-	-	4,602
Pampilla	5,051	(1,227)	(157)	-	(21)	3,646
Lubricantes	641	(6)	282	-	-	917
Terminales del Norte	637	(58)	(266)	-	-	313
Terminales del Sur	1,245	(266)	(163)	-	-	816
Terminales del Centro	721	(100)	(96)	-	-	525
Sistema Eléctrico Gas Natural	166	(1)	(3)	-	-	162
Total unidades privatizadas	35,392	(6,767)	(980)	-	(21)	27,624
Operaciones Talara	26,337	(1,060)	(703)	421	(3)	24,992
Operaciones Conchán	2,348	(1)	(57)	(126)	3	2,167
Operaciones Oleoducto	1,322	(880)	(31)	157	-	568
Operaciones Refinería Iquitos	5,348	(503)	(147)	-	-	4,698
Total de unidades propias	35,355	(2,444)	(938)	452	-	32,425
Total	70,747	(9,211)	(1,918)	452	(21)	60,049

Los desembolsos para la remediación del medio ambiente en las unidades privatizadas que realiza PETROPERÚ S.A. se registran con cargo a la provisión. El Artículo 6° de la Ley N° 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S.A., establece que la Dirección General del Tesoro Público transferirá a PETROPERÚ S.A., a través de aportes de capital, la totalidad de los recursos necesarios para cubrir los gastos de remediación ambiental de los negocios privatizados que les pertenecieron. La Gerencia está efectuando las gestiones necesarias ante la Dirección Nacional del Tesoro Público del Ministerio de Economía y Finanzas y el Ministerio de Energía y Minas para recuperar los desembolsos efectuados y no resarcidos que al 31 de diciembre 2011 alcanza S/.54.5 millones (S/.52.7 millones en 2010).

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

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

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

16 IMPUESTO A LA RENTA DIFERIDO

El movimiento de la cuenta impuesto a la renta diferido por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y de 2010 es el que sigue:

	Saldos al 1.1.10	Aplicación de pérdida tributaria (*)	Cargo (abono) a resultados	Saldos al 31.12.10	Aplicación de pérdida tributaria (*)	Cargo (abono) a resultados	Saldos al 31.12.11
	S/.,000	S/.,000	S/.,000	S/.,000	S/.,000	S/.,000	S/.,000
Activo diferido							
Provisión para pensiones de jubilación	219,868	-	(10,375)	209,493	-	(6,658)	202,835
Provisión para remediación ambiental	21,224	-	(3,209)	18,015		1,243	19,258
Otras provisiones	9,911	-	1,902	11,813	-	11,409	23,222
Diferencias en las tasas de depreciación	8,545	-	2,925	11,470	-	1,385	12,855
Provisión de deterioro de activo fijo	62,100	-	-	62,100	-	(62,100)	-
Beneficios tributarios por pérdidas arrastrables (*)	111,914	(87,195)	15,891	40,610	(40,610)	-	
	433,562	(87,195)	7,134	353,501	(40,610)	(54,721)	258,170
Pasivo diferido							
Costo atribuido activo fijo	(505,012)	-	15,561	(489,451)	-	16,154	(473,297)
Pasivo diferido neto	(71,450)	(87,195)	22,695	(135,950)	(40,610)	(38,567)	(215,127)

(*)Corresponde al beneficio tributario por aplicar la pérdida tributaria de 2008 contra utilidades de ejercicios posteriores. La Gerencia de la Compañía considera que esta pérdida se originó por situaciones coyunturales, principalmente por la variación del precio del petróleo, el costo financiero de la deuda del Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo y por la diferencia en cambio.

El análisis del impuesto a la renta diferido es el siguiente:

	Al 31 de diciembre		Al 1 de enero de 2010
	2011	2010	
	S/.,000	S/.,000	S/.,000
Impuesto a la renta diferido (pasivos) activos:			
Impuesto diferido activo (pasivo) que se recuperará:			
Dentro de 12 meses	30,498	95,331	80,061
Dentro de 12 meses	(13,705)	(16,154)	(15,561)
	16,793	79,177	64,500
Impuesto diferido activo (pasivo) que se recuperará:			
Después de 12 meses	227,672	258,170	353,501
Después de 12 meses	(459,592)	(473,297)	(489,451)
	(231,920)	(215,127)	(135,950)
Total impuesto diferido (pasivo) activo	(215,127)	(135,950)	(71,450)

17 PATRIMONIO

a) Capital

Al 31 de diciembre 2011 y de 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado está representado por 1,094,676,720 acciones comunes, cuyo valor nominal es de un nuevo sol cada una.

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

Clase	Número de Acciones	
		%
A	875,741,376	80
B	218,935,344	20
	1,094,676,720	100

b) Capital adicional

Al 31 de diciembre de 2010 comprende la transferencia financiera autorizada mediante Resolución Ministerial N° 237-2010-MEM/DM con el objeto de cubrir los gastos de remediación ambiental de las unidades de negocio totalmente privatizadas que pertenecieron a la Compañía, en aplicación del artículo 6° de la Ley 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ S.A.

En 2011 se ha registrado transitoriamente, en tanto se complete la forma legal y su inscripción en los Registros Públicos, la capitalización de resultados acumulados por S/.,262.2 millones aprobada en Junta General de Accionistas de fecha 30 de setiembre de 2011 (nota 29 - b).

c) Reserva legal

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

d) Resultados acumulados

En sesión de fecha 21 de diciembre de 2009 la Junta General de Accionistas aprobó la política de dividendos, la misma que señala que: "Las utilidades distribuibles y luego de detraída la participación de los trabajadores, los impuestos de Ley y la reserva legal que pudiera corresponder, se destinarán a los proyectos de inversión para la modernización o ampliación de las actividades de la sociedad, en cumplimiento de sus objetivos anuales y quinquenales aprobados, de conformidad con lo establecido por el artículo 4° de la Ley 28840- Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Compañía PETROPERÚ S.A.", lo cual es concordante con el Artículo Vigésimo Noveno literal F) del Estatuto Social vigente.

18 VENTAS NETAS

Las ventas comprenden:

	2011		2010	
	MBIs	S/.000	MBIs	S/.000
Ventas nacionales	33,606	10,953,170	31,772	8,092,623
Fondo de estabilización de precios de combustibles derivados (nota 9-a)	-	1,019,168	-	450,548
	33,606	11,972,338	31,772	8,543,171
Ventas al exterior	4,775	1,364,658	5,541	1,211,124
Total	38,381	13,336,996	37,313	9,754,295

Las ventas se descomponen como sigue:

	2011		2010	
	MBIs	S/.000	MBIs	S/.000
Ventas nacionales				
GLP	2,520	474,282	2,381	393,163
Turbo y Kerosene	1,403	548,639	1,759	515,896
Gasolinas	6,929	2,387,129	6,592	1,755,297
Diésel varios	18,318	7,245,032	17,031	4,950,453
Petróleos industriales	3,288	938,116	2,636	588,132
Asfaltos	997	316,082	1,209	288,685
Solventes y otros	151	63,058	164	51,545
Total ventas nacionales	33,606	11,972,338	31,772	8,543,171
Ventas al exterior				
Nafta virgen	1,065	324,127	1,667	393,351
Turbo	589	222,735	446	131,703
Diésel varios	19	7,984	30	8,961
Petróleos industriales	3,066	799,601	3,339	664,002
Asfaltos	32	8,686	45	8,969
Solventes y otros	4	1,525	14	4,138
Total ventas al exterior	4,775	1,364,658	5,541	1,211,124
	38,381	13,336,996	37,313	9,754,295

19 OTROS INGRESOS OPERACIONALES

Los otros ingresos operacionales comprenden:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Transporte crudo por oleoducto (i)	109,075	100,951
Tarifas de operación terminales (ii)	55,680	53,581
Arrendamiento SAVIA PERU S.A. (iii)	27,562	28,268
Alquileres (iv)	13,007	11,149
Servicio de compensación de calidad de crudo (v)	3,334	2,333
Costo de uso de hidrocarburos	3,443	3,611
Servicio de despacho combustibles SM	4,179	4,110
Servicio al cliente	2,550	1,689
Otros ingresos por servicios	20,827	22,815
	239,657	228,507

(i) El 31 de julio de 1996 se firmó el Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos por el Tramo I y el Tramo II del Oleoducto Norperuano con Pluspetrol Norte S.A., actuando en su condición de Operador de Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del lote 8, suscrito con el Estado peruano con fecha 22 de julio de 1996 ("Contrato de Licencia), y en representación de las Compañías licenciatarias del Contrato de Licencia ("Licenciatarios"), en adelante PLUSPETROL, por el cual la Compañía se obliga a transportar a través del sistema de transporte (conjunto de tuberías, equipos, instalaciones y tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, que forman parte del Tramo I y del Tramo II del Oleoducto Norperuano) todos los hidrocarburos líquidos de PLUSPETROL y de los Licenciatarios entregados a PETROPERÚ S.A. en el Punto de Ingreso del Tramo I, sin exceder su capacidad de operación, y devolverlos a PLUSPETROL en el Punto de Salida del Tramo II y/o Estación N° 7 para el caso de las entregas a la Refinería El Milagro.

El Transporte de petróleo del Lote 1-AB de Pluspetrol Norte S.A. se inició contractualmente el 1 de junio de 2001, fecha en la cual PERUPETRO S.A. cedió su posición contractual a PLUSPETROL en el Contrato de Servicio de Transporte de Hidrocarburos por el Oleoducto Ramal Norte y el Tramo II del Oleoducto Norperuano, debido a que PLUSPETROL adquirió la condición de licenciatario del Contrato para la Explotación de los Hidrocarburos del Lote 1-AB suscrito con el Estado Peruano en dicha fecha.

Actualmente el transporte de petróleo de los lotes 8 y 1-AB se encuentran normados a través de los contratos firmados el 29 de julio 2009; los mencionados contratos señalan como fecha de término el 31 de diciembre 2010, sin embargo se mantienen vigentes debido a la aplicación de sus Cláusulas 4.2 que definen la continuidad transitoria de los términos de los contratos, mientras no se establezca una nueva relación contractual.

A la fecha, PETROPERÚ S.A. y PLUSPETROL vienen negociando las condiciones que regirán de manera retroactiva a partir del 1 de enero 2011 en los nuevos contratos a suscribirse en 2012.

(ii) Comprende los ingresos obtenidos por los contratos de operación para los terminales de PETROPERÚ S.A. firmados con el Consorcio Terminales (integrado por GyM S.A. y GMP S.A.) para los terminales y plantas del norte y sur del Perú y con SERLIPSA VAN OMMEREN TERMINALES S.A. para los terminales y plantas del centro y callao, habiendo facturado S/.39,640,000 y S/.16,040,000 respectivamente al 2011 (S/.37,658,000 y S/.15,923,000, respectivamente al 2010).

(iii) La Compañía firmó un contrato de arrendamiento de activos del Lote Z- 2B con SAVIA PERU S.A. (ex PETRO-TECH PERUANA S.A) por un plazo de 10 años, el mismo que vence el 15 de noviembre de 2013. Por este arrendamiento SAVIA PERU S.A. paga a la Compañía US\$10 millones anuales, monto que permanece inalterable hasta el vencimiento del contrato.

(iv) PETROPERÚ S.A como entidad pública de derecho privado firmó contratos con Compañías del sector privado para el arrendamiento de pisos en el edificio de la oficina principal, maquinarias y equipos de explotación en refinerías, y edificaciones productivas como la refinería y planta de ventas en Pucallpa.

(v) Los ingresos corresponden a registros de aplicación de notas de débito a Pluspetrol Norte S.A. por compensación de la calidad de crudo Mayna correspondiente al año 2011.

20 COSTO DE VENTAS

El costo de ventas comprende:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Inventario inicial de existencias (i)	1,523,107	1,158,088
Compras de petróleo crudo, productos refinados y suministros	12,024,576	8,597,908
Consumo de suministros de operaciones (ii)	(122,264)	(110,680)
Gastos operativos de producción	805,097	708,168
Inventario final de existencias (i) (iii)	(2,087,297)	(1,523,107)
Total	12,143,219	8,830,377

(i) No incluye S/.99.6 millones de existencias de crudo en línea para la operación del Oleoducto Norperuano.

(ii) En 2011 y 2010 la provisión por obsolescencia de suministros ascendió a S/.3,242,000 y S/.3,512,000, respectivamente.

(iii) En 2011 la provisión por desvalorización de existencias ascendió a S/.13,478,000; durante el 2010 no se registró provisión por desvalorización de existencias.

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

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Cargas de personal	140,894	129,103
Participación de los trabajadores (nota 14-b)	26,368	11,054
Materiales y suministros	233,657	185,561
Servicios de terceros (1)	327,545	297,149
Seguros	17,747	19,186
Cargas diversas de gestión	2,288	2,606
Depreciación (Nota 11)	55,556	62,464
Otros	1,042	1,045
	805,097	708,168

(1) Incluye lo siguiente:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Fletes y gastos transporte terrestre	123,424	112,275
Fletes y gastos transporte marítimo	79,605	79,350
Fletes y gastos otros fletes	46,197	39,868
Servicios de mantenimiento y reparación	32,764	26,110
Energía y agua	14,899	15,341
Protección y seguridad industrial	8,736	5,912
Alimentación y alojamiento	7,841	7,490
Servicios de terceros varios	14,079	10,803
	327,545	297,149

21 GASTOS DE VENTA

Los gastos de venta comprenden:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Cargas de personal	48,662	46,233
Participación de los trabajadores (nota 14 - b)	8,978	4,040
Materiales y suministros	8,356	9,190
Cargas diversas de gestión (1)	53,867	41,991
Seguros	3,240	2,601
Servicios de terceros (2)	182,949	187,262
Cobranza dudosa (nota 8)	4,452	6,246
Depreciación (nota 11)	5,301	4,357
Tributos	202	256
	316,007	302,176

(1) Incluye lo siguiente:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Alícuota OSINERG	50,884	39,373
Gastos de viaje y transferencias	884	1,064
Regalías	477	553
Gastos varios de gestión	1,622	1,001
	53,867	41,991

(2) Incluye lo siguiente:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Almacenaje de productos	61,751	45,013
Despacho de productos	59,932	57,648
Fletes y gastos transporte marítimo	20,430	25,144
Publicidad	12,996	16,569
Servicios de mantenimiento y reparación	5,726	6,077
Fletes y gastos otros fletes	2,720	641
Protección y seguridad industrial	2,508	2,397
Servicios de terceros varios	16,886	33,773
	182,949	187,262

22 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos de administración comprenden:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Cargas de personal (1)	122,596	106,980
Participación de los trabajadores (nota 14 - b)	20,943	8,473
Materiales y suministros	5,982	5,386
Servicios de terceros (2)	105,880	89,926
Seguros	1,023	993
Cargas diversas de gestión (3)	42,922	21,322
Depreciación (nota 11)	36,868	42,623
Amortización	239	210
Tributos	4,342	3,645
	340,795	279,558

(1) Incluye la remuneración al Directorio de S/.166,000 en 2011 (S/.158,000 en 2010) y la remuneración del personal gerencial que totaliza S/.12,994,000 en 2011 (S/.10,436,000 en 2010).

(2) Incluye lo siguiente:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Servicios médicos	33,951	32,254
Servicios de outsourcing	15,273	10,697
Servicios de mantenimiento y reparación	14,510	9,599
Protección y seguridad industrial	10,371	9,252
Servicios temporales	7,129	4,730
Asesoría, peritaje y auditorías	5,786	5,335
Publicidad	3,279	2,286
Servicios de terceros - varios	15,581	15,773
	105,880	89,926

(3) Incluye lo siguiente:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Gastos bancarios	7,003	6,252
Contingencias	28,801	8,326
Gastos de viaje y transferencias	1,852	1,663
Mejoras sociales	1,534	1,057
Gastos sindicales	1,146	1,088
Donaciones	1,122	929
Otros	1,464	2,007
	42,922	21,322

23 CARGAS DE PERSONAL

A continuación se presenta la composición de las cargas de personal:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Sueldos y salarios	105,014	98,061
Participación de los trabajadores	56,289	23,567
Contribuciones sociales	24,037	21,472
Gratificaciones	25,327	23,555
Compensación por tiempo de servicios	17,786	16,803
Vacaciones	8,605	8,121
Bonificaciones	115,568	104,010
Movilidad	1,318	1,160
Alimentación	4,551	4,146
Sobretiempo	4,038	3,513
Otros	5,907	1,475
	368,441	305,883

Las cargas de personal se registraron con cargo a los resultados del año en los siguientes rubros:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Costo de ventas (nota 20)	167,262	140,157
Gastos de venta (nota 21)	57,640	50,273
Gastos de administración (nota 22)	143,539	115,453
	368,441	305,883

24 OTROS INGRESOS Y GASTOS, NETO

Los otros ingresos y gastos, comprenden:

	2011	2010
	S/.,000	S/.,000
Otros ingresos		
Recupero de provisiones	14,901	10,393
Cobro de penalidades	2,808	2,467
Reembolso del seguro	73	289
Intereses pagados por Sunat (nota 9-c.i.)	16,611	-
Inversiones por participación en negocios conjuntos	671	2,239
Otros	2,202	1,810
	37,266	17,198
Otros gastos		
Crédito fiscal por IGV no utilizado por ventas exoneradas en la Amazonía	(224,066)	(150,617)
Impuesto a las transacciones financieras	(4,751)	(2,970)
Provisión de medio ambiente	(11,811)	(452)
Desvalorización inversiones en acciones	(6,300)	-
Provisión de cobranza dudosa (diversas)	(27)	(538)
Otros	(6,266)	(9,851)
	(253,221)	(164,428)

25 INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

Los ingresos y gastos financieros comprenden:

	2011	2010
	S/.,000	S/.,000
Intereses sobre depósitos bancarios	4,434	933
Intereses sobre cuentas por cobrar	1,949	3,733
	6,383	4,666
Intereses sobre préstamos	(10,054)	(10,111)
Otros	(44)	(85)
	(10,098)	(10,196)

26 SITUACIÓN TRIBUTARIA

La Gerencia considera que ha determinado la materia imponible bajo el régimen general del impuesto a la renta de acuerdo con la legislación tributaria vigente, la que exige agregar al y deducir del resultado mostrado en los estados financieros, aquellas partidas que la referida legislación reconoce como gravables y no gravables, respectivamente.

La tasa del impuesto a la renta ha sido fijada en 30%.

Los ejercicios fiscales de los años 2009, 2010 y 2011 se encuentran pendientes de fiscalización por la autoridad tributaria. El ejercicio fiscal 2007 se encuentra en proceso de fiscalización. El ejercicio fiscal 2008 se encuentra en proceso de apelación por el impuesto a la renta (los tributos impuesto general a las ventas e impuesto selectivo al consumo no han sido fiscalizado). Cualquier impuesto adicional, multas e intereses, si se produjeran, serán reconocidos en los resultados del año en el que la diferencia de criterio con la Sunat finalmente se resuelva.

La distribución total o parcial de dividendos u otras formas de distribución de utilidades se encuentran gravadas con el impuesto a la renta con una tasa del 4.1%. No está comprendida la distribución de utilidades que se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

Al 31 de diciembre el impuesto a la renta se descompone como sigue:

	2011	2010
	S/.000	S/.000
Corriente	192,590	150,823
Diferido	38,567	(22,695)
	231,157	128,128

La reconciliación de la tasa efectiva del impuesto a la renta con la tasa tributaria, se resume como sigue:

	Al 31 de diciembre 2011		Al 31 de diciembre 2010	
	S/.000	%	S/.000	%
Utilidad antes de participación de los trabajadores e impuesto a la renta	763,785	100.00	415,615	100.00
Impuesto a la renta	229,136	30.00	124,685	30.00
Gastos no deducibles	2,770	0.36	2,418	0.58
Otros	(749)	(0.50)	1,025	0.25
	231,157	29.86	128,128	30.83

27 CONTINGENCIAS

Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía mantiene pendientes de resolución las siguientes demandas laborales, civiles, tributarias y aduaneras de naturaleza contingente:

	S/.000
Procesos laborales	7,134
Procesos civiles	36,387
Procesos tributarios (i)	477,033
Procesos aduaneros	1,065
	521,619

(i) Este concepto incluye sustancialmente acotaciones recibidas de la Sunat por S/.471 millones (monto que incluye el tributo, multas e intereses) que se relacionan con la fiscalización del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) y del Impuesto General a las Ventas (IGV) de los años comprendidos entre 2002 y 2006. De acuerdo con la posición de la Administración Tributaria, la Compañía habría omitido el pago de estos impuestos que gravan la venta del combustible Turbo A-1 a Compañías cuyo giro de negocio no corresponda a la aviación. Ante el reclamo presentado por la Compañía respecto de esta acotación, el Tribunal Fiscal en 2011 se pronunció en contra de la posición planteada por la Compañía. Ante este fallo la Compañía elevó su reclamo al Poder Judicial para su resolución final. La Gerencia y sus asesores legales coinciden que existen argumentos, no sólo de índole estrictamente legal sino argumentos de orden constitucional debido a que el ISC sobre la venta del combustible Turbo A-1 no se creó por una norma con rango de ley, sino por una norma de menor jerarquía como lo es un Decreto Supremo, contraviniendo el texto constitucional expreso del artículo 74 de la Constitución que exige que los elementos esenciales del tributo deben estar establecidos por una norma con rango de ley. Por tanto, al ser el Decreto Supremo una norma que infringe la Constitución, no puede sustentar válidamente el cobro del tributo.

Por lo anteriormente expuesto la Compañía considera que estos argumentos le dan solidez jurídica a los fundamentos de la demanda en el proceso contencioso-administrativo ante el Poder Judicial por lo que estiman que la resolución final de esta controversia no requerirá el reconocimiento de pasivo alguno.

28 UTILIDAD POR ACCIÓN BÁSICA Y DILUIDA

El cálculo de la utilidad por acción básica al 31 de diciembre de 2011 y de 2010, se presenta a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2011		
	Utilidad (numerador)	Acciones (denominador)	Utilidad por acción
	S/.000	S/.000	S/.000
Utilidad por acción básica y diluida	532,628	1,094,677	0.487

	Al 31 de diciembre de 2010		
	Utilidad (numerador)	Acciones (denominador)	Utilidad por acción
	S/.000	S/.000	S/.000
Utilidad por acción básica y diluida	287,487	1,094,677	0.263

Las acciones emitidas por capitalización de utilidades se consideran como que siempre estuvieron emitidas, debido a que no se presentan aporte de capital diferente al de las acciones que dieron origen, ni aportes de nuevos recursos para la Compañía. De la misma manera, la reducción de acciones por capitalización de pérdidas no representa salida de recursos al de las acciones que les dieron origen diciembre de 2011.

29 EVENTOS SUBSECUENTES

- Con fecha 3 de enero de 2012 el Ministerio de Energía y Minas hizo efectiva transferencias a la cuenta en el CITIBANK de PETROPERÚ S.A. por S/.171,307,000 que corresponden a las autoliquidaciones del periodo comprendido entre el 9 de agosto y el 19 de diciembre de 2011. Con fecha 5 y 6 de enero de 2012, PETROPERÚ S.A. realizó pagos a la DGH por S/.6,730,000 y S/.2,088,000 importes que cancelan las autoliquidaciones semanales del periodo comprendido entre el 20 de diciembre y el 26 de diciembre 2011 y del periodo entre el 27 de diciembre de 2011 y el 2 de enero de 2012.
- La Junta General de Accionistas en su sesión del 30 de setiembre de 2011 aprobó el aumento del capital social por un monto de S/.262.2 millones como resultado de las cuentas patrimoniales, capital adicional, resultados acumulados y utilidad distribuible, es decir, de S/.1,094.676.720 a S/.1,371.900.000, de acuerdo con lo solicitado por el Directorio mediante Acuerdo N° 082-2011-PP de fecha 13 de setiembre de 2011. El 27 de marzo de 2012 se completó la forma legal y su inscripción en los Registros Públicos de Personas Jurídicas de Lima el citado aumento del capital social así como la modificación del Artículo Sexto del Estatuto Social de la Compañía.
- Con fecha 26 de enero de 2012, se firmó el nuevo contrato de transporte de petróleo de los lotes 8 y 1-AB con vigencia desde el 1 de enero de 2011. En ese sentido, la Compañía reconoció S/.18,299,556 como otros ingresos operacionales y una cuenta por cobrar diversa por al ser un evento cuyas condiciones se conocían al 31 de diciembre de 2011 (nota 19).
- Con fecha 3 de enero de 2012, Petroperú acreditó la Inversión Adicional de "Despacho de Gasohol – Terminal Callao" por el monto de S/.4,072,000 (equivalente a US\$1,510,966). En ese sentido, la Compañía reclasificó dicho importe de trabajos en curso a otras cuentas por cobrar al ser un evento cuyas condiciones se conocían al 31 de diciembre de 2011.

31 ADOPCIÓN DE NIIF POR PRIMERA VEZ

La Superintendencia del Mercado de Valores (SMV, antes CONASEV) emitió el 14 de octubre de 2010 la Resolución N°102-2010-EF/94.01.1, por la que obliga a las Compañías bajo su supervisión a adoptar las NIIF emitidas por el IASB vigentes a partir del ejercicio que termina el 31 de diciembre de 2011. En cumplimiento de esta regulación la Compañía adopta por primera vez las NIIF para la preparación de sus estados financieros de uso general.

Estos son los primeros estados financieros separados que la Compañía prepara de acuerdo con las NIIF. En periodos hasta e incluyendo el año terminado el 31 de diciembre de 2010, la Compañía preparó sus estados financieros de acuerdo con PCGA en Perú.

En este sentido, la Compañía ha preparado estados financieros que cumplen con las NIIF aplicables para periodos que terminan el o antes del 31 de diciembre de 2011, junto con la información comparativa al 31 de diciembre de 2010, como se describe en las políticas contables. En la preparación de estos estados financieros, el estado de situación financiera de apertura se preparó al 1 de enero de 2010, fecha de transición a NIIF de la Compañía. Esta nota explica los principales ajustes incorporados por la Compañía para convertir a NIIF su estado de situación financiera preparado bajo principios locales a la fecha de transición y a sus estados financieros del año terminado el 31 de diciembre de 2010 previamente distribuidos y publicados.

31.1 Excepciones opcionales a la aplicación retroactiva de las NIIF que se aplicaron en la transición

La NIIF1, "Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera por primera vez", ofrece la opción a la entidad que adopte por primera vez las NIIF de aplicar ciertas excepciones a la aplicación retrospectiva de algunas normas a la fecha de transición. La Compañía ha aplicado las siguientes excepciones de la NIIF 1:

a) Valor razonable como costo asumido de inmuebles, maquinaria y equipo
La Compañía optó por medir ciertas partidas de inmuebles, maquinaria y equipo a su valor razonable determinado a la fecha de transición (1 de enero de 2010).

31.2 Excepciones obligatorias

Los estimados al 1 de enero de 2010 y al 31 de diciembre de 2010 son uniformes con los que se consideraron a esas fechas de acuerdo con PCGA en Perú (luego de efectuar los ajustes para reflejar cualquier diferencia en las políticas contables).

31.3 Conciliaciones entre PCGA en Perú y las NIIF

La NIIF 1 requiere que una entidad concilie los saldos de su patrimonio, resultados y flujos de efectivo de periodos anteriores. La adopción de las NIIF por primera vez en la Compañía no tuvo un impacto sobre el total de flujos operativos, de inversión y de financiamiento. Los cuadros que se presentan a continuación muestran las siguientes conciliaciones entre los PCGA en Perú y las NIIF:

- Patrimonio al 1 de enero de 2010 (incluyendo impacto sobre activos y pasivos).
- Patrimonio al 31 de diciembre de 2010 (incluyendo impacto sobre activos y pasivos), y
- Estado de resultados integrales por el año terminado el 31 de diciembre de 2010.

31.3.1 Conciliación del patrimonio neto al 1 de enero y al 31 de diciembre de 2010

	Al 31 de diciembre de 2010	Al 1 de enero de 2010
	S/.000	S/.000
Patrimonio de PCGA Perú	1,401,815	1,094,677
Efecto en utilidades acumuladas por el ajuste en:		
a) Terreno	566,530	566,530
a) Inmuebles, maquinaria y equipo	925,843	925,843
a) Depreciación de 2010	(30,086)	-
b) Ajuste por corrección monetaria	(145,550)	(145,550)
c) Provisión por deterioro de activo fijo	(207,000)	(207,000)
d) Impuesto a la renta diferido	(332,921)	(341,946)
e) Participación de los trabajadores	(47,765)	(64,175)
Patrimonio neto de acuerdo con NIIF	2,130,866	1,828,379

31.3.2 Conciliación de los resultados integrales por el año terminado el 31 de diciembre de 2010

	PCGA en Perú	Reclasificaciones y/o ajustes	Total de impacto del cambio a las NIIF	NIIF por el año terminado el 31 de diciembre de 2010
	S/.000		S/.000	S/.000
Ventas totales	9,982,802	-	-	9,982,802
Costo de venta	(8,804,315)	(14,552)	(11,510)	(8,830,377)
Utilidad bruta	1,178,487	(14,552)	(11,510)	1,152,425
Gastos de venta y distribución	(251,105)	(50,771)	(300)	(302,176)
Gastos de administración	(244,483)	(16,799)	(18,276)	(279,558)
Provisión para pensiones de Jubilación	(35,041)	-	-	(35,041)
Otros ingresos y gastos, neto	(198,463)	51,233	-	(147,230)
Total gastos de operación	(729,092)	(16,337)	(18,576)	(764,005)
Utilidad operativa	449,395	(30,889)	(30,086)	388,420
Ingresos financieros	4,702	(36)	-	4,666
Gastos financieros	(10,196)	-	-	(10,196)
Diferencia en cambio, neta	32,725	-	-	32,725
Utilidad antes de impuesto a la renta	476,626	(30,925)	(30,086)	415,615
Participación de los trabajadores	(47,873)	23,567	24,306	-
Impuesto a la renta	(129,257)	-	(1,129)	(128,128)
Utilidad del año	299,496	(7,358)	(4,651)	287,487

31.4 Notas a la conciliación del estado de situación financiera y del estado de resultados integrales al 1 de enero de 2010 y al 31 de diciembre de 2010

A continuación se presenta una descripción de los principales impactos del cambio a NIIF:

a) Inmuebles, maquinaria y equipos

La Compañía se acogió a la excepción para considerar el valor razonable de ciertos elementos de sus inmuebles, maquinaria y equipo como su costo asumido a la fecha de transición. Como resultado de este proceso los bienes del activo fijo de la Compañía se incrementó en S/.1,492,373,000 (S/.566,530,000 y S/.925,843,000 correspondientes a terreno e inmuebles maquinaria y equipo, respectivamente), respecto de sus saldos al 1 de enero de 2010. La mayor depreciación que resultó de este ajuste para el año 2010 de S/.30,086,000 se reconoció con cargo al costo de ventas, gasto de ventas y distribución y gasto de administración por S/.11,510,000, S/.300,000 y S/.18,276,000.

b) Ajuste por corrección monetaria

Al 1 de enero de 2010 el valor en libros de ciertos bienes del activo fijo incorporaban el efecto del ajuste por inflación hasta el 2004. De acuerdo con lo prescrito en la NIC 29 Economías Hiperinflacionarias, el ajuste por inflación solo debió efectuarse hasta 1994, año en el cual el Perú dejó de acumular en tres años consecutivos 100% de inflación. En ese sentido, la Compañía efectuó el extorno de S/.145,550,000 con abono a resultados acumulados al 1 de enero de 2010.

c) Provisión por deterioro

La Compañía reconoció con cargo a resultados acumulados al 1 de enero de 2010 una provisión por deterioro de activo fijo ascendente a S/.207,000,000 como resultado de la comparación del valor en libros con el valor en uso a dicha fecha.

d) Impacto en el impuesto a la renta por los ajustes a NIIF

Los ajustes a NIIF producen diferencias temporales que se reconocieron como impuesto a la renta diferido por S/.332,921,083 al 1 de enero de 2010 y por S/.341,946,820 al 31 de diciembre de 2010. El impacto en los resultados del año terminado el 31 de diciembre de 2010 fue de S/.9,026,000.

e) Participación de los trabajadores diferida

La Compañía reconoció la participación de los trabajadores en las utilidades siguiendo los criterios contemplados en la NIC 12, "Impuesto a la renta". En consecuencia el registro de la participación de los trabajadores contemplaba el efecto de las partidas temporales que afectaban la base de su cálculo (la materia imponible para efectos del cálculo del impuesto a la renta). De otro lado por convención en Perú la participación de los trabajadores en las utilidades se mostró en el estado de ganancias y pérdidas en la línea anterior a la del impuesto a la renta.

En setiembre de 2010 el comité de interpretaciones IFRIC (CINIIF por sus siglas en castellano) emite un informe (staff paper) en el que responde a la solicitud de que agregue a su agenda la revisión del tratamiento contable de las participaciones legales de los trabajadores en las utilidades. En este documento el comité, luego de analizar las diversas alternativas de registro aplicables a las participaciones que se calculan sobre la base de la materia imponible base del cálculo del impuesto a la renta, concluye que de acuerdo con NIIF es claro que estas participaciones se deben reconocer en los estados financieros siguiendo los criterios contemplados en la NIC 19, "Beneficios a los empleados" no siendo necesario incluir el tema en agenda.

Consistente con las conclusiones del comité de interpretaciones IFRIC la gerencia de la Compañía modificó su política contable para reconocer las participaciones de los trabajadores en las utilidades siguiendo los criterios de la NIC 19. El efecto del cambio en la política contable corresponde exclusivamente al saldo de las participaciones diferidas que surgieron de dar efecto a las diferencias temporales del cálculo del impuesto a la renta y a su inclusión como gasto operativo en el estado de ganancias y pérdidas.

Los ajustes para eliminar la porción de la participación diferida y corregir el monto del impuesto a la renta diferido implicó que al 1 de enero de 2010 se reconociera un cargo a resultados acumulados de S/.64,174,000 y de S/.47,765,000 al 31 de diciembre de 2010. El impacto en el estado de resultados del año terminado el 31 de diciembre de 2010 fue de S/.7,897,000.

HECHO EL DEPÓSITO LEGAL EN LA BIBLIOTECA NACIONAL DEL PERÚ
Registro N° 2004-2208

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.
Av. Enrique Canaval Moreyra 150, Lima 27 - Perú
(511) 614-5000
www.petroperu.com.pe

