

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

*Estados Financieros por el Año Terminado
el 31 de Diciembre del 2010 e Informe de
los Auditores Independientes*



SUPERINTENDENCIA
DE COMPAÑÍAS

28 ABR. 2011

OPERADOR 3
QUITO

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Apoderado de
Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador:

Informe sobre los estados financieros

Hemos auditado los estados financieros que se adjuntan de Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador, que comprenden el balance general al 31 de diciembre del 2010 y los correspondientes estados de resultados, de patrimonio y de flujos de caja por el año terminado en esa fecha y un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

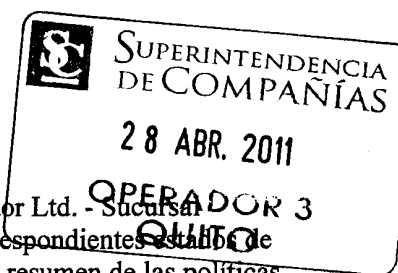
Responsabilidad de la Gerencia de la Sucursal por los estados financieros

La gerencia de la Sucursal es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador, y del control interno determinado por la gerencia como necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error.

Tal como se explica en la Nota 2, los estados financieros mencionados en el primer párrafo fueron preparados de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los Contratos de Participación emitido por el Estado Ecuatoriano, Contratos celebrados entre la Sucursal y la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador y principios de contabilidad generalmente aceptados en la industria petrolera, complementadas en ciertos aspectos por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad, las cuales podrían diferir de las Normas Internacionales de Información Financiera. Por lo tanto, los estados financieros adjuntos no tienen como propósito presentar la posición financiera, resultados de operación y flujos de caja de Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador de conformidad con principios de contabilidad y prácticas generalmente aceptadas en países y jurisdicciones diferentes a los de la República del Ecuador.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con normas internacionales de auditoría. Dichas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener certeza razonable de si los estados financieros están libres de errores materiales



Una auditoría comprende la realización de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de error material en los estados financieros debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Sucursal 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 Sucursal. Una auditoría también comprende la evaluación de que las políticas contables utilizadas son apropiadas y de que las estimaciones contables hechas 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 proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

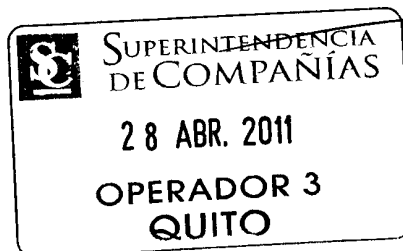
En nuestra opinión, los referidos estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador al 31 de diciembre del 2010, el resultado de sus operaciones y sus flujos de caja por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con la base contable descrita en la Nota 2 a los estados financieros adjuntos.

Asuntos de énfasis

Sin calificar nuestra opinión, informamos que, tal como se explica con más detalle en la Nota 1 a los estados financieros adjuntos, el Gobierno Ecuatoriano concluyó el proceso de renegociación para la transición del contrato de Participación a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Ecuador. Con fecha 23 de noviembre del 2010, la Sucursal firmó el Contrato Modificatorio, bajo la modalidad de Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tarapoa en la región amazónica, con el Estado Ecuatoriano (representado por la Secretaría de Hidrocarburos), el cual fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH (anteriormente Dirección Nacional de Hidrocarburos) el 22 de diciembre del 2010. El nuevo sistema de contratación establece una tarifa que cubre la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable, teniendo en cuenta el riesgo asumido por la Sucursal. El contrato regula las operaciones de Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador a partir del 1 de enero de 2011 y hasta el 31 de diciembre del 2025 (período ampliado de concesión).

Deloitte & Touche

Quito, Abril 4, 2011
Registro No. 019



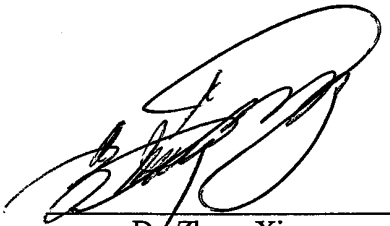
Jorge Brito

Jorge Brito
Licencia No. 21540

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR**BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010**

<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	<u>2010</u> (en U.S. dólares)	<u>2009</u> (en U.S. dólares)
ACTIVOS CORRIENTES:			
Caja y bancos	3	132,973,945	19,842,394
Cuentas por cobrar comerciales	4	54,831,612	57,701,288
Compañías relacionadas	5	1,798,348	1,589,251
Inventarios	6	24,015,489	26,085,438
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	7	<u>41,639,463</u>	<u>21,313,087</u>
Total activos corrientes		<u>255,258,857</u>	<u>126,531,458</u>
PROPIEDADES Y EQUIPOS:			
Terrenos		512,606	512,606
Adecuación de oficinas		3,805,093	3,699,931
Mobiliario y equipo		2,598,802	2,580,260
Maquinaria y equipo		5,070,331	4,978,091
Equipos de comunicación		4,918,140	4,885,245
Equipos de cómputo		16,180,845	15,505,127
Vehículos		<u>3,210,816</u>	<u>3,755,486</u>
Total		36,296,633	35,916,746
Menos depreciación acumulada		<u>31,689,785</u>	<u>30,483,430</u>
Propiedades y equipos, neto		<u>4,606,848</u>	<u>5,433,316</u>
INVERSIONES DE PRODUCCIÓN, NETO	8	<u>493,672,748</u>	<u>515,158,842</u>
OTROS ACTIVOS	9	<u>7,202,360</u>	<u>5,252,840</u>
TOTAL		<u>760,740,813</u>	<u>652,376,456</u>

Ver notas a los estados financieros


Dr. Zhang Xing
Representante Legal


PASIVOS Y PATRIMONIO**Notas****2010****2009****(en U.S. dólares)****PASIVOS CORRIENTES:**

Sobregiro bancario			38,735
Cuentas por pagar	10, 17	67,988,801	70,474,088
Compañías relacionadas	5	202,416,470	241,214,778
Participación a trabajadores	11	23,686,632	5,870,241
Impuesto a la renta	12	25,319,815	
Otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar	13	<u>16,836,916</u>	<u>23,287,701</u>
Total pasivos corrientes		<u>336,248,634</u>	<u>340,885,543</u>

PROVISIÓN PARA ABANDONO DE CAMPOS

14	<u>37,754,401</u>	<u>21,615,486</u>
----	-------------------	-------------------

PROVISIONES PARA JUBILACIÓN PATRONAL Y DESAHUCIO

15	<u>3,794,994</u>	<u>2,680,881</u>
----	------------------	------------------

PATRIMONIO:

16

Capital asignado	2,000	2,000
Reserva de capital	180,918,237	180,918,237
Utilidades retenidas	<u>202,022,547</u>	<u>106,274,309</u>
Patrimonio	<u>382,942,784</u>	<u>287,194,546</u>

TOTAL

<u>760,740,813</u>	<u>652,376,456</u>
--------------------	--------------------



Iván Osorio
Gerente Financiero

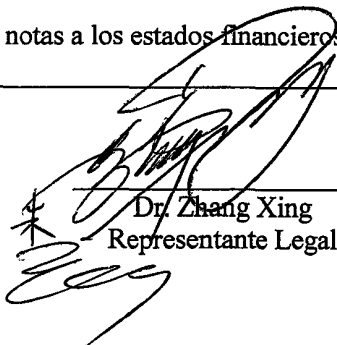
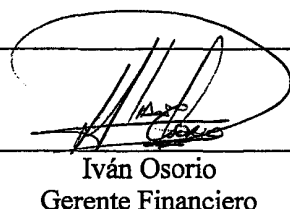
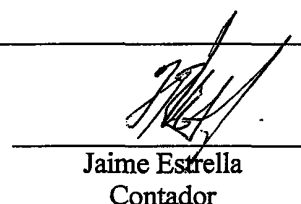


Jaime Estrella
Contador

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADO DE RESULTADOS****POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010**

	<u>Notas</u>	<u>2010</u> (en U.S. dólares)	<u>2009</u>
INGRESOS:			
Ingresos por producción de crudo, netos de la participación del estado ecuatoriano		736,063,651	505,702,323
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo		(245,747,115)	(137,628,818)
Diferencial de calidad		<u>11,832,067</u>	<u>22,555,773</u>
Total		<u>502,148,603</u>	<u>390,629,278</u>
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN:			
Costo de producción		109,552,207	100,102,361
Depreciación y amortización	8	129,572,430	123,793,334
Transporte por el oleoducto	17	84,131,490	81,710,018
Gastos administrativos y generales	17	<u>22,964,695</u>	<u>22,064,625</u>
Total		<u>346,220,822</u>	<u>327,670,338</u>
UTILIDAD DE OPERACIONES		<u>155,927,781</u>	<u>62,958,940</u>
OTROS INGRESOS (GASTOS):			
Intereses pagados		(198,989)	(780,816)
Intereses ganados		240,933	3,996
Intereses financieros de provisión para abandono de campos	14	(1,571,447)	(1,201,977)
Otros ingresos (gastos), neto		<u>(1,409,111)</u>	<u>8,815,023</u>
Total		<u>(2,938,614)</u>	<u>6,836,226</u>
UTILIDAD ANTES DE PARTICIPACIÓN A TRABAJADORES E IMPUESTO A LA RENTA		<u>152,989,167</u>	<u>69,795,166</u>
MENOS:			
Participación a trabajadores	11	23,686,632	12,388,002
Impuesto a la renta	12	<u>33,554,297</u>	<u>17,549,669</u>
Total		<u>57,240,929</u>	<u>29,937,671</u>
UTILIDAD NETA		<u>95,748,238</u>	<u>39,857,495</u>

Ver notas a los estados financieros


Dr. Zhang Xing
Representante Legal
Iván Osorio
Gerente Financiero
Jaime Estrella
Contador

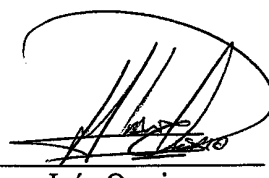
ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR

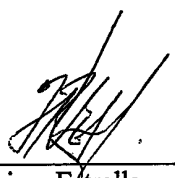
**ESTADO DE PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010**

	<u>Capital Asignado</u>	<u>Reserva de Capital</u> ...(en U.S. dólares)...	<u>Utilidades Retenidas</u>	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2008	2,000	180,918,237	308,416,814	489,337,051
Declaración de dividendos			(242,000,000)	(242,000,000)
Utilidad neta	—	—	<u>39,857,495</u>	<u>39,857,495</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2009	2,000	180,918,237	106,274,309	287,194,546
Utilidad neta	—	—	<u>95,748,238</u>	<u>95,748,238</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2010	<u>2,000</u>	<u>180,918,237</u>	<u>202,022,547</u>	<u>382,942,784</u>

Ver notas a los estados financieros


Dr. Zhang Xing
Representante Legal


Iván Osorio
Gerente Financiero


Jaime Estrella
Contador

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR

**ESTADO DE FLUJOS DE CAJA
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010**

	<u>2010</u> (en U.S. dólares)	<u>2009</u>
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Recibido de clientes	487,169,642	356,417,495
Pagado a proveedores, partes relacionadas y trabajadores	(223,548,121)	(140,857,589)
Intereses pagados	(198,989)	(780,816)
Participación a trabajadores	(5,870,241)	(52,353,677)
Impuesto a la renta	(8,087,027)	(61,481,190)
Otros ingresos, neto	<u>244,587</u>	<u>4,139,300</u>
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>249,709,851</u>	<u>105,083,523</u>
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Adquisiciones de propiedades y equipos	(945,431)	(573,525)
Precio de venta de propiedades y equipos	164,485	389,054
Adquisiciones de inversiones de producción	(91,809,099)	(82,446,344)
Incremento de otros activos	<u>(1,949,520)</u>	<u>(5,252,840)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(94,539,565)</u>	<u>(87,883,655)</u>
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Sobregiros bancarios	(38,735)	38,735
Dividendos pagados	<u>(42,000,000)</u>	<u>(8,000,000)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento	<u>(42,038,735)</u>	<u>(7,961,265)</u>
CAJA Y BANCOS:		
Incremento neto durante el año	113,131,551	9,238,603
Saldos al comienzo del año	<u>19,842,394</u>	<u>10,603,791</u>
SALDOS AL FIN DEL AÑO	<u>132,973,945</u>	<u>19,842,394</u>

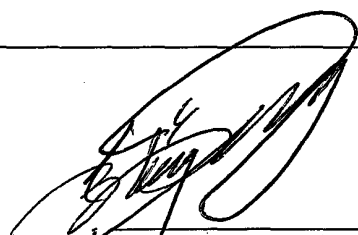
Continúa...

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR

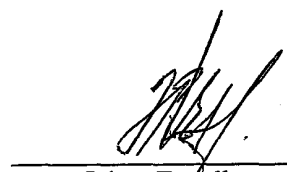
**ESTADO DE FLUJOS DE CAJA (Continuación...)
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010**

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	<u>(en U.S. dólares)</u>	
CONCILIACIÓN DE LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta	95,748,238	39,857,495
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto proveniente de actividades de operación:		
Amortización inversiones de producción	127,862,661	119,717,349
Intereses financieros cargados a resultados	1,571,447	1,201,977
Baja de pozos secos		5,425,315
Depreciación de propiedades y equipo	1,768,547	4,178,452
Provisión para jubilación patronal neta de pagos	1,114,113	567,012
Provisión para inventarios obsoletos	1,888,799	207,374
Utilidad en venta de propiedades y equipos	(161,133)	
Provisión para otros activos		550,998
Cambios en activos y pasivos:		
Cuentas por cobrar comerciales	(14,978,961)	(34,211,783)
Inventarios	181,150	6,013,650
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	(2,625,194)	(1,976,886)
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas	(209,097)	70,742
Cuentas por pagar	(2,485,287)	58,398,527
Cuentas por pagar a compañías a relacionadas	3,201,692	(2,561,225)
Participación a trabajadores	17,816,391	(39,965,675)
Impuesto a la renta	25,467,270	(43,931,521)
Otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar	<u>(6,450,785)</u>	<u>(8,458,278)</u>
EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	<u>249,709,851</u>	<u>105,083,523</u>

Ver notas a los estados financieros


Dr. Zhang Xing
Representante Legal


Iván Osorio
Gerente Financiero


Jaime Estrella
Contador

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010

1. OPERACIONES

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador, es una sucursal de Andes Petroleum Company Limited constituida en las Islas Vírgenes Británicas cuyos accionistas directos son China National Petroleum Corporation Internacional Ltd. (CNPCI) y Sinopec Overseas Oil & Gas Limited (SOOGL). La Sucursal está domiciliada en el Ecuador y su actividad principal es la exploración de petróleo crudo en la región amazónica.

Mediante acta del 29 de agosto del 2005, los Directores de Andes Petroleum Company Limited resolvieron adquirir las acciones de AEC Ecuador Ltd. y suscribir el contrato de compra-venta con EnCana Internacional Ltd.. Este contrato se formalizó el 30 de agosto del 2005 y se hizo efectivo a partir del 28 de febrero del 2006, fecha en la cual Andes Petroleum Company Limited tomó control de las operaciones de la Casa Matriz de AEC y su Sucursal en Ecuador.

Mediante Acuerdo Ministerial No. 0046 del 11 de enero del 2006, el Ministerio de Energía y Minas autorizó la transferencia del control accionario sobre el capital social de la Compañía AEC Ecuador Ltd. y de EnCana Internacional Ltd. a favor de Andes Petroleum Company Limited y como consecuencia de dicha transferencia de control accionario, el cambio de denominación o razón social de AEC Ecuador Ltd. por el de Andes Petroleum Ecuador Limited.

La Junta General de Accionistas de la Casa Matriz de AEC Ecuador Ltd., con fecha 3 de febrero del 2006, decidió adoptar el nombre de Andes Petroleum Ecuador Ltd. en lugar de AEC Ecuador Ltd.. El referido cambio de nombre fue aprobado en el Ecuador por la Superintendencia de Compañías mediante Resolución No. 06.Q.IJ.1253 de abril 7 del 2006 e inscrito en el Registro Mercantil con fecha abril 17 del 2006.

Hasta el 31 de diciembre del 2010, estuvo vigente el contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tarapoa y Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Yacimientos Comunes de los Campos Fanny 18B y Marian 4, mediante el cual la Sucursal se comprometía a la exploración y explotación de hidrocarburos en el área de concesión cuyas inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración y explotación serían a cargo de la Sucursal y el Estado Ecuatoriano no asumiría riesgo alguno sobre dichas operaciones. Además, la producción de petróleo crudo sería distribuida entre la Sucursal y el Estado Ecuatoriano de acuerdo con porcentajes establecidos en dicho contrato de participación.

Cambio del Contrato de Participación a Contrato de Provisión de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque Tarapoa

Con fecha 23 de noviembre del 2010, luego del período de negociación, la Sucursal firmó el Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos con el Estado Ecuatoriano, efectivo desde el 1 de Enero del 2011, mediante el cual la Sucursal se compromete a proveer servicios de exploración y explotación de hidrocarburos al Estado, invirtiendo sus propios recursos económicos, tecnológicos y humanos a cambio del pago de una tarifa

fija. Esta provisión de servicios se refiere específicamente a la ejecución de las actividades contenidas en el Plan de Actividades con sus inversiones estimadas asociadas. Este nuevo contrato tiene una duración hasta el 31 de diciembre del 2025.

A continuación un resumen de las principales cláusulas del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Tarapoa:

- La tarifa acordada para la provisión de servicios es de US\$35 por barril. Esta tarifa cubre una estimación de la amortización de las inversiones históricas y futuras, una estimación de los costos operativos y una razonable tasa de retorno (utilidad).

La tarifa por barril será pagada en especie (petróleo crudo) basada en el “Ingreso Disponible” el cual será calculado aplicando la siguiente fórmula:

(IB)	Ingreso Bruto =	Producción fiscalizada x Precio de referencia
(MS)	Margen de Soberanía =	25%
(CT)	Costos de Transporte =	US\$1.436
(CC)	Costos de Comercialización =	US\$0.50 aproximadamente
(IE)	Impuestos ECORAE =	US\$1.05
(ID)	Ingreso Disponible =	IB-MS-CT-CC-IE

Si el ingreso disponible es menor que la Tarifa, el saldo pendiente se acumula para el subsiguiente mes o año hasta que dicho ingreso sea suficiente para cubrir la tarifa. El saldo pendiente expirará solamente con la terminación del Contrato.

Las tarifas podrán ser ajustadas por inflación, por la ejecución de actividades comprometidas y por la reprogramación o sustitución de actividades.

- A partir de la firma del nuevo contrato, Andes Petroleum Ecuador LTD. - Sucursal Ecuador incrementó el área del contrato en 57,580 hectáreas en el Bloque Tarapoa. El contrato tiene vigencia hasta el 31 de diciembre del 2025.
- El crudo extraído del Bloque Tarapoa será de propiedad del Estado Ecuatoriano quién será el único exportador de crudo. La Contratista emitirá una factura por servicios prestados la misma que agregará al valor facturado el Impuesto al Valor Agregado - IVA correspondiente, el mismo que podrá compensarse con el crédito fiscal obtenido por la Sucursal producto de sus operaciones.
- Un factor de corrección será aplicado para asegurar la estabilidad económica de los Contratos en los siguientes casos:
 - Cambios en las tarifas aplicables de impuestos.
 - Cambios en las leyes relativas al cálculo del ingreso tributario.
 - Cambios en el porcentaje de participación a trabajadores.
 - Cambios en el Impuesto al Valor Agregado.
 - Cambios en la Ley de Hidrocarburos.
 - Cambios en legislación medioambiental.
 - Reducción de tasas de producción.
 - Cambios en el régimen monetario.
- La Contratista es responsable por todas las obligaciones sociales y medioambientales de acuerdo a leyes aplicables y a la Constitución.

- La Contratista tiene que desarrollar una auditoría socio-medioambientalista dentro del primer año del Contrato.
- Las obligaciones derivadas de la mencionada auditoría socio-medioambientalista tienen que ser asumidas por la Contratista. Para los años subsiguientes, dicha auditoría será requerida cada dos años y también dos años antes de la terminación de los Contratos. El Estado Ecuatoriano será responsable de la implementación de programas de desarrollo sustentables.
- La producción del Bloque Tarapoa será transportada a través del Oleoducto de Crudos Pesados con una tarifa de US\$1.436 por barril.
- La Contratista renuncia a cualquier reclamo en contra del Estado Ecuatoriano, Petroecuador y la Secretaría de Hidrocarburos, excepto de aquellos que fueron presentados antes de la firma de estos Contratos.

Principales Actividades del Año 2010 - Durante el año 2010 se perforaron 22 pozos en el Bloque Tarapoa (12 pozos en Fanny, 1 pozo en Dorine, 5 pozos en Mariann, 2 pozos en Mariann 4A y 2 pozos en la plataforma de Sonia B).

Se realizaron 4 conversiones a pozos inyectoros y un reacondicionamiento de pozo que por su alcance fue considerado de inversión. En la parte de Exploración se terminó con la construcción de las vías de acceso y la plataforma Fanny 130 en donde se perforó el pozo Fanny 131.

Se realizaron las adecuaciones civiles, mecánicas y eléctricas requeridas en las siguientes plataformas: Sonia B, Fanny 90, Mariann 4A, Tarapoa 2, Fanny 20, Fanny 40 y Fanny 1, las mismas que fueron requeridas para la perforación de los pozos arriba mencionados. Con respecto al mejoramiento de la plataforma en Fanny 1 se tiene previsto terminar su ejecución a inicios del año 2011, ya que se perforarán 2 pozos en el 2011.

Por otro lado en el campamento de Tarapoa se reconstruyó un edificio de oficinas que estaba en mal estado, se reemplazaron grupos electrógenos en el sistema cavallier y se incrementó la capacidad de proceso de la estación MPF.

Como parte de las mejoras en las líneas se inició con el proyecto del sistema de detección de fugas desde Dorine 5 hasta la OCP, y la instalación de válvulas de control en el Oleoducto de Dorine 5 hasta Lago Agrio. Además, se inició con el proyecto de generación en la adquisición de la 4ta. Wartsila. En Mariann 4A se inicia con el proyecto de mejora en el sistema de inyección y en la estación de Mariann Vieja con el mejoramiento de la capacidad operacional de la estación.

2. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Los estados financieros han sido preparados en U.S. dólares. Las políticas contables de la Sucursal están basadas en la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los Contratos de Participación emitido por el Estado Ecuatoriano, Contratos celebrados entre la Sucursal y la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador - Petroecuador y Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en la industria petrolera, complementadas en ciertos aspectos por las Normas Ecuatorianas de Contabilidad, las cuales podrían diferir de las Normas Internacionales de Información Financiera. Dichas normas requieren que la Administración realice ciertas estimaciones y establezca algunos supuestos inherentes a la actividad económica de la Sucursal, con el propósito de determinar la

valuación y presentación de algunas partidas que forman parte de los estados financieros. En opinión de la Administración, tales estimaciones y supuestos estuvieron basados en la mejor utilización de la información disponible al momento, los cuales podrían llegar a diferir de sus efectos finales.

A continuación se resumen las principales prácticas contables seguidas por la Sucursal en la preparación de sus estados financieros:

Valuación de Inventarios - Al costo de adquisición o producción que no excede a los correspondientes valores netos de realización. Las importaciones en tránsito se encuentran registradas a su costo de adquisición. Adicionalmente, se incluyen repuestos y otros materiales de reserva a ser utilizados en las inversiones de producción y solo formarán parte de dichas inversiones una vez que se hayan utilizado.

Valuación de Propiedades y Equipos - Al costo de adquisición. El costo de las propiedades y equipos se deprecian de acuerdo con el método de línea recta en función de los años de vida útil estimada de 3 y 5 para equipo de cómputo, 10 para equipo de comunicación, maquinaria y equipo, adecuaciones de oficina y mobiliario y equipo y 5 para vehículos. Los gastos de mantenimiento y reparaciones ordinarias se cargan directamente a los resultados del año.

Inversiones de Producción - Las inversiones de producción están registradas al costo histórico. De acuerdo con disposiciones del Reglamento de contabilidad de costos aplicable a los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, la totalidad de las inversiones del período de producción se amortizan durante la vigencia del contrato, bajo el método de unidades de producción en base de las reservas probadas totales estimadas de petróleo hasta la terminación del contrato y registradas en la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

De acuerdo con los requerimientos y metodología de la Norma Ecuatoriana de Contabilidad No. 27 Deterioro del Valor de los Activos, la Administración de la Sucursal realiza sobre una base anual, un análisis para determinar la necesidad de un ajuste contable por deterioro de las inversiones de producción del Bloque Tarapoa. Ver Nota 8.

Provisión para Abandono de Campos - A la terminación de los contratos de participación para exploración y exportación de hidrocarburos mencionados en la Nota 1, la Sucursal deberá realizar las actividades necesarias para retrotraer las condiciones ambientales del área de explotación a las existentes al inicio de la operación. Los costos futuros descontados por obligaciones para el abandono de campos son activados conjuntamente con los activos que los dieron origen y son amortizados utilizando el método de unidades de producción a partir del siguiente año fiscal al que fueron capitalizados, en función del volumen producido de las reservas probadas. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto considerando una estimación realizada por la Administración de la Sucursal en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del mismo, medido a valor de mercado.

Infraestructura - Corresponde a los equipos e instalaciones de Petroecuador comprados en el momento del cambio de contrato de servicios a participación en el año 1998. Se amortizó en línea recta en 5 años. Al 31 de diciembre del 2010, este saldo se encuentra completamente amortizado.

Sistema de Transporte y Almacenamiento - Incluye las inversiones relacionadas con líneas de flujo y almacenamiento de petróleo crudo. Se amortiza en línea recta durante 10 años a partir de la fecha en que el mencionado sistema entra en operación.

Provisiones para Participación a Trabajadores e Impuesto a la Renta - Están constituidas de acuerdo con disposiciones legales a las tasas del 15% para participación a trabajadores y 25% para impuesto a la renta y son registradas en los resultados del año (Ver Notas 11 y 12).

Provisiones para Jubilación Patronal y Desahucio - Se llevan a resultados, en base al correspondiente cálculo matemático actuarial determinado por un profesional independiente (Ver Nota 15).

Ingresos - Los ingresos de la Sucursal están conformados por:

- **Producción de Crudo** - Los ingresos se reconocen con base en la participación de la Sucursal en el volumen de crudo producido, valorado al precio establecido en los contratos de venta vigentes.
- **Sobrelevante** - Participación en el volumen de petróleo crudo exportado a ser producido posteriormente por la Sucursal. Se valora al precio de referencia emitido por la Gerencia de Comercio Internacional de Petroecuador y la contrapartida se presenta en una cuenta por pagar a Petroecuador.
- **Sublevante** - Participación en el volumen de petróleo crudo extraído pero no vendido por la Sucursal. Se valora al precio de mercado y se registra como otras cuentas por cobrar a Petroecuador.

Diferencia en Calidad de Crudo - Corresponde a la compensación que se devenga por diferencia entre la calidad del petróleo crudo entregado a Oleoducto de Crudos Pesados S.A. - OCP para transporte a través del oleoducto y la calidad del petróleo finalmente recibido en el puerto de exportación. El ingreso derivado de esta diferencia entre calidades se registra al momento en que el petróleo es recibido en el puerto de exportación y se liquida en barriles de petróleo crudo valorados para fines contables, al precio establecido en los contratos de venta vigentes.

Reclasificaciones - Ciertas cifras de los estados financieros de año 2009, fueron reclasificados para hacerlas comparables con la presentación del año 2010.

Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera - Mediante Resoluciones No.08.G.DC.010 del 20 de noviembre del 2008 y SC.DS.G.09.006 del 17 de diciembre del 2009, la Superintendencia de Compañías estableció el cronograma de implementación obligatoria de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) por parte de las compañías y entes sujetos a su control y vigilancia. De acuerdo con este cronograma Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador utilizará las NIIF a partir del 1 de enero del 2011, siendo el 1 de enero del 2010, su fecha de transición.

3. CAJA Y BANCOS

Un resumen de caja y bancos es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Caja general	49,600	49,600
Depósitos en cuentas corrientes locales	91,579	72,002
Depósitos en cuentas corrientes del exterior	<u>132,832,766</u>	<u>19,720,792</u>
Total	<u>132,973,945</u>	<u>19,842,394</u>

4. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Corresponde principalmente a los saldos pendientes de cobro a Shell Western Supply and Trading Limited (Castor Petroleum Ltd. en el año 2009), por las ventas de crudo realizadas en el mes de diciembre del 2010. La Sucursal, al 31 de diciembre del 2010, mantiene un contrato de compra/venta con vigencia hasta el 28 de febrero del 2011, con Shell Supply and Trading Limited para la venta de crudo (Ver Nota 18).

5. COMPAÑÍAS RELACIONADAS

Un resumen de las cuentas por cobrar y pagar a compañías relacionadas es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
<u>Cuentas por cobrar :</u>		
PetroOriental S.A. (Sucursal Ecuador)	792,265	775,305
Consorcio Petrolero Bloque 17	999,879	803,946
Otras	<u>6,204</u>	<u>10,000</u>
Total	<u>1,798,348</u>	<u>1,589,251</u>
<u>Cuentas por pagar :</u>		
Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Casa Matriz)	195,060,000	241,148,000
Oleoducto de Crudos Pesados S.A. - OCP	7,356,470	10,000
Innocastle S.A.	<u>56,778</u>	<u>56,778</u>
Total	<u>202,416,470</u>	<u>241,214,778</u>

PetroOriental S.A. (Sucursal Ecuador) y Consorcio Petrolero Bloque 17 - Constituyen saldos por cobrar por servicios administrativos y técnicos proporcionados por la Sucursal a PetroOriental S.A. (Sucursal Ecuador) y Consorcio Petrolero Bloque 17. Los ingresos generados por este tipo de servicios se presentan netos de gastos administrativos y generales.

Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Casa Matriz) - Corresponden a dividendos de los años 2009 y 2008 pendientes de pago por US\$192 millones (US\$234 millones en el año 2009) y US\$3 millones corresponden a la posición neta de los fondos recibidos por parte de la Casa Matriz para cubrir las operaciones de la Sucursal (US\$7.2 millones en el año 2009).

Oleoducto de Crudos Pesados S.A. - OCP - Corresponde a los servicios de transporte de petróleo crudo desde el punto de fiscalización en Lago Agrio hasta el puerto de embarque en Balao correspondientes a los meses de diciembre del 2010 y 2009.

6. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	2010	2009
	(en U.S. dólares)	
Repuestos, materiales, productos químicos y otros	23,024,193	24,209,741
Petróleo crudo	3,349,836	3,152,577
Materiales en tránsito	1,463,039	655,900
Provisión para obsolescencia	(3,821,579)	(1,932,780)
Total	24,015,489	26,085,438

Repuestos, Materiales, Productos Químicos y Otros - Representan materiales en stock utilizados en las actividades de explotación y extracción de petróleo crudo por US\$16.7 millones (US\$15.5 millones en el año 2009). Adicionalmente, incluye repuestos y otros materiales de reserva a ser utilizados en las inversiones de producción por US\$6.3 millones (US\$8.7 millones).

Petróleo Crudo - Al 31 de diciembre del 2010 y 2009, corresponde a 205,060 barriles de petróleo almacenado en tanques, líneas de flujo, oleoductos principales y secundarios, valorados a un costo promedio de producción de US\$16 por barril (US\$15 por barril en el 2009). Desde enero del 2011, de acuerdo al contrato de Prestación de Servicios, el inventario de petróleo crudo se recuperará de la siguiente forma:

- 106 mil barriles de crudo formarán parte de la producción fiscalizada, la misma que será liquidada a una tarifa de US\$35 en el año 2011.
- 99 mil barriles, correspondiente al stock de seguridad nacional, su recuperación dependerá del acuerdo de negociación que se logre con el Gobierno Ecuatoriano.

7. GASTOS ANTICIPADOS Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Un resumen de gastos anticipados y otras cuentas por cobrar es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Sublevante de crudo	23,351,396	
Petroecuador	14,514,685	13,492,273
Gastos pagados por anticipado	2,434,038	723,858
Diferencia de calidad	751,815	6,254,574
Anticipos a empleados	516,076	663,288
Crédito tributario por impuesto a la renta (Nota 12)		147,455
Otras	<u>71,453</u>	<u>31,639</u>
Total	<u>41,639,463</u>	<u>21,313,087</u>

Sublevante de Crudo - Al 31 de diciembre del 2010 representa 287,644 barriles de petróleo crudo extraído pero no vendido por la Sucursal, valorados al precio de comercialización de US\$41 por barril. Hasta la fecha de emisión del informe de los auditores independientes, debido a la transición del Contrato de Participación al Contrato de Prestación de Servicios, la Sucursal se encuentra a la espera de un acuerdo con la Secretaría de Hidrocarburos para determinar la forma de liquidación de estos valores.

Petroecuador - La Sucursal mantiene por cobrar al Servicio de Rentas Internas - SRI, el crédito tributario del Impuesto al Valor Agregado - IVA pagados en importaciones y compras locales de bienes y servicios. El pago a la Sucursal de dichos valores, son determinados y liquidados por el SRI en barriles de petróleo crudo de la producción del Bloque Tarapoa y los campos unificados Fanny 18B y Marian 4A, que serán devueltos por EP Petroecuador, calculados al precio de referencia del crudo Oriente en Balao al mes anterior al de la liquidación. El valor no reconocido en la liquidación de este impuesto, es registrado como gasto deducible en el mes correspondiente a la liquidación efectuada por el SRI.

Diferencia de Calidad - Corresponde a los derechos de la Sucursal por compensación en la calidad de crudo transportado por el Oleoducto de Crudos Pesados - OCP. Durante el año 2010, la Sucursal acumuló 9,251 barriles (92,660 barriles en el año 2009) por este concepto. Los cuales fueron valorados a precio de mercado al cierre del ejercicio 2010 de US\$81.27 (US\$67.5 para el año 2009) por barril.

8. INVERSIONES DE PRODUCCIÓN, NETO

Un detalle de las inversiones de producción, neto es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de producción	1,356,154,891	1,264,345,792
Provisión para abandono de campos	29,242,380	14,674,912
Infraestructura	11,245,612	11,245,612
Sistema de transporte	4,649,576	4,649,576
Amortización acumulada	<u>(907,619,711)</u>	<u>(779,757,050)</u>
Total	<u>493,672,748</u>	<u>515,158,842</u>

Los movimientos de las inversiones de producción fueron como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
SalDOS al comienzo del año	515,158,842	559,684,839
Adiciones	91,809,099	82,446,344
Provisión (reversión) del ARO (Nota 14)	14,567,468	(1,440,623)
Baja de pozos secos		(5,425,315)
Baja de maquinaria		(389,054)
Amortización	<u>(127,862,661)</u>	<u>(119,717,349)</u>
SalDOS netos al fin del año	<u>493,672,748</u>	<u>515,158,842</u>

El gasto depreciación y amortización de cada año incluye:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Amortización	127,862,661	119,717,349
Depreciación de equipos	1,768,547	4,178,452
Valuación de inventario de crudo	<u>(58,778)</u>	<u>(102,467)</u>
Total depreciación y amortización según el estado de resultados	<u>129,572,430</u>	<u>123,793,334</u>

Amortización - Para el cálculo de la amortización se considera el valor neto de la inversión al inicio del año en función del volumen producido de las reservas probadas al inicio del año. Al 1 de enero del 2010 y 2009, las reservas probadas ajustadas en el Bloque Tarapoa y utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de producción y el volumen de producción fueron como sigue:

	Reservas Probadas <u>Ajustadas</u>		Volumen de Producción del Año	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Bloque Tarapoa	<u>39,115,086</u>	<u>53,596,468</u>	<u>14,026,327</u>	<u>14,044,267</u>

Reservas Probadas Ajustadas - Bloque Tarapoa - Las reservas confirmadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH (actualmente Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH) de bloque Tarapoa fueron 53,596,468 al 31 de diciembre del 2009 (63,811,311 para el año 2008). Dichas reservas fueron utilizadas para estimar la amortización de las inversiones de producción de los años 2010 y 2009.

Evaluación del Deterioro de los Activos - La Sucursal realiza el análisis del deterioro de sus inversiones de producción cuando eventos o cambios en circunstancias dan indicios de que el valor en libros de los activos no podrá ser recuperado. Debido al cambio del contrato de Participación al contrato de Prestación de Servicios de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, para el año 2010, la Sucursal realizó el análisis del deterioro de los activos basado en los siguientes supuestos:

Supuestos:

Tarifa de servicio (U.S. dollars)	35.00
Tasa de descuento	10.00%

Cálculo: ... (en miles de U.S. dólares) ...

Valor presente neto	568,565
Valor neto en libros de inversiones de producción, propiedades y equipos e inventario no incluye inversiones en proceso.	<u>462,586</u>
Excedente sobre el valor en libros	<u>105,979</u>

La proyección de flujos de caja a recibir por parte del Gobierno Ecuatoriano, considera el ingreso disponible calculado con un precio de referencia mínimo de US\$48 dólares por barril.

Tarifa de Servicio. - Los supuestos utilizados para determinar la tarifa de servicio son:

Precio mínimo WTI	54.00
Diferencial	<u>(6.00)</u>
Precio mínimo de referencia (Napo)	48.00
Ajuste de calidad	<u>1.93</u>
Precio por Bloque	49.93
25% Margen de soberanía	(12.48)
Costos de transporte	(1.44)
Ley 10	(1.00)
Gastos de venta	<u>(0.01)</u>
Ingreso disponible	<u>35.00</u>
 Tarifa de servicio	 <u>35.00</u>

La recuperación del valor en libros de las inversiones de producción dependen también de las reservas probadas que son un elemento clave para la evaluación de deterioro. Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería que proporcionan una certeza razonable sobre la recuperación de las inversiones en años futuros de acuerdo a condiciones económicas y de operación actuales. Las reservas probadas desarrolladas son aquellas que pueden recuperarse a través de pozos existentes con equipos y método de operación existentes. Las estimaciones de reservas de petróleo no son exactas y son sujetas de revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contables financieras (como la estimación estándar de los flujos de efectivo descontados, el agotamiento de depreciación y amortizaciones) que se basan en las reservas probadas de producción también están sujetas a cambios.

Las reservas estimadas para la evaluación del deterioro, que representan las mejores estimaciones de la Administración pero que no han sido certificadas por un especialista, se describen a continuación:

<u>Año</u>	<u>Reservas probadas</u> ... en barriles...
2011	9,951,271
2012	7,227,680
2013	5,421,657
2014	4,169,726
2015	3,247,476
2016	2,554,502
2017	2,011,045
2018	1,595,119
2019	1,230,348
2020	976,024
2021	771,959
2022	609,715
2023	488,181
2024	378,428
2025	<u>303,676</u>
 Total	 <u>40,936,807</u>

Análisis de deterioro para el año 2009

Al 31 de diciembre 2009, la Sucursal efectuó un análisis para determinar el posible deterioro de los activos debido principalmente a la volatilidad de los precios de exportación del petróleo ecuatoriano, así como a la exigencia del Gobierno Ecuatoriano de cambiar los contratos de participación a contratos de servicios.

Un detalle de los supuestos utilizados en el cálculo, son como siguen:

<u>Supuestos:</u>	<u>2009</u>
Precio	US\$75
Diferencial de calidad	14%
Regalía por precio (Cláusula 8)	50%
Tasa de descuento	10%

<u>Cálculo</u>	... (en miles de U.S. dólares) ...	
Valor presente neto	638,695	
Valor neto en libros de inversiones de producción, activos fijos, inventario no incluye inversiones en proceso	<u>494,518</u>	
Excedente sobre el valor en libros	<u>144,177</u>	

9. OTROS ACTIVOS

Al 31 de diciembre del 2010, constituye una inversión en un banco del exterior con vencimientos hasta el 8 de agosto del 2011 (15 de diciembre del 2010 en el año 2009) y que genera una tasa de interés del 4.5% (4.5% en el año 2009). Esta inversión está garantizando una póliza de seguro por concepto de garantías judiciales a favor del Servicio de Rentas Internas equivalente al 10% de la cuantía que se impugna ante el Tribunal Distrital de lo Fiscal por las actas de determinación de los años 2003, 2004, 2005 y 2006 y será renovada hasta que los mencionados juicios de impugnación sean cerrados.

10. CUENTAS POR PAGAR

Un detalle de cuentas por pagar es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Petroecuador	58,175,773	58,007,076
Sobrelevante		200,677
Proveedores	<u>9,813,028</u>	<u>12,266,335</u>
Total	<u>67,988,801</u>	<u>70,474,088</u>

Petroecuador - Un detalle del saldo por pagar a Petroecuador es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta del crudo	55,105,411	55,638,521
Diferencia de calidad en Topping plant	1,746,132	1,174,986
Otros	<u>1,324,230</u>	<u>1,193,569</u>
Total	<u>58,175,773</u>	<u>58,007,076</u>

11. PARTICIPACIÓN A TRABAJADORES

De conformidad con disposiciones legales, los trabajadores tienen derecho a participar en las utilidades de la empresa en un 15% aplicable a las utilidades líquidas o contables. Los movimientos de la provisión para participación a trabajadores fueron como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	5,870,241	45,835,916
Provisión del año	23,686,632	12,388,002
Pagos efectuados	<u>(5,870,241)</u>	<u>(52,353,677)</u>
Saldos al fin del año	<u>23,686,632</u>	<u>5,870,241</u>

La Sucursal para el pago de la participación de utilidades a sus trabajadores, conforme a la autorización del Ministerio de Trabajo, unifica las utilidades con las entidades que conforman un mismo grupo económico.

De acuerdo con la reforma a la Ley de Hidrocarburos vigente a partir del 1 de julio del 2010 las utilidades se repartirán 3% para los trabajadores y el 12% restante será transferido al Estado para proyectos de inversión social en áreas comunitarias donde se llevan a cabo las actividades de exploración y explotación hidrocarburífera. Las utilidades del año 2010 se distribuirán de la siguiente manera:

	(en U.S. dólares)
Trabajadores (15%: Enero 1 a Julio 26; 3%: Julio 27 a Diciembre 31)	15,580,540
Gobierno (12%: Julio 27 a Diciembre 31)	<u>8,106,092</u>
Total	<u>23,686,632</u>

12. IMPUESTO A LA RENTA

De conformidad con disposiciones legales, la tarifa para el impuesto a la renta, se calcula en un 25% sobre las utilidades sujetas a distribución y del 15% sobre las utilidades sujetas a capitalización. Hasta el año 2009, los dividendos en efectivo que se declararon o distribuyeron a favor de la Casa Matriz no se encontraban sujetos a retención adicional alguna. A partir del año 2010, los dividendos distribuidos a favor de personas naturales residentes en el Ecuador y de sociedades domiciliadas en paraísos fiscales, o en jurisdicciones de menor imposición, se encuentran gravados para efectos del impuesto a la renta.

	<u>2010</u> (en U.S. dólares)	<u>2009</u>
Utilidad según estados financieros, neta de participación a trabajadores	129,302,535	57,407,164
Gastos no deducibles	<u>4,914,655</u>	<u>8,345,407</u>
Base imponible	<u>134,217,190</u>	<u>65,752,571</u>
Impuesto a la renta del período	33,554,297	16,438,142
Impuesto a la renta por declaraciones sustitutivas año 2008	-	<u>1,111,527</u>
Total impuesto a la renta cargado a resultados	<u>33,554,297</u>	<u>17,549,669</u>

Los movimientos de la provisión para impuesto a la renta fueron como sigue:

	<u>2010</u> (en U.S. dólares)	<u>2009</u>
Saldos al comienzo del año	(147,455)	43,784,066
Provisión del año	33,554,297	17,549,669
Pagos efectuados	<u>(8,087,027)</u>	<u>(61,481,190)</u>
Saldos al fin del año (Nota 7 para el año 2009)	<u>25,319,815</u>	<u>(147,455)</u>

Las declaraciones de impuestos han sido revisadas por las autoridades tributarias hasta el año 2006 y están pendientes de revisión las declaraciones del 2007 al 2010.

Provisión del año - Durante el año 2009, la Sucursal realizó un alcance a la declaración de impuesto a la renta del año 2008, como resultado de la reversión de la provisión de la contingencia de Conazul por US\$5.2 millones. El efecto del referido ajuste significó un gasto adicional de impuesto a la renta y participación a trabajadores de US\$1,111,527 y US\$784,608, respectivamente los cuales fueron registrados como parte del gasto impuesto a la renta y participación trabajadores del año 2009.

Aspectos Tributarios del Código Orgánico de la Producción - Con fecha diciembre 29 de 2010 se promulgó en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, el mismo que incluye entre otros aspectos tributarios los siguientes:

- La reducción progresiva en tres puntos porcentuales en la tarifa de impuesto a la renta para sociedades, así tenemos: 24% para el año 2011, 23% para el año 2012 y 22% a partir del año 2013.

- La reducción progresiva del porcentaje de retención en la fuente de impuesto a la renta en pagos al exterior conforme la tarifa de impuesto a la renta para sociedades.

Precios de Transferencia - La Sucursal no preparó, por el año terminado el 31 de diciembre del 2010, el estudio de precios de transferencia requerido por disposiciones legales vigentes. Dicho estudio constituye una base para determinar si las operaciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia. De acuerdo con la opinión de la Administración, los efectos derivados de dicho estudio, en caso de existir, carecerían de importancia relativa respecto de los estados financieros tomados en conjunto. Al 31 de diciembre del 2009, la Sucursal efectuó el estudio de precios de transferencia en el cual se estableció que las transacciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia.

13. OTROS GASTOS ACUMULADOS Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	2010	2009
	(en U.S. dólares)	
Provisiones de inversiones, costos y gastos y otros	12,690,554	19,770,621
Otros impuestos y retenciones por pagar	3,197,558	3,379,092
Sueldos y beneficios sociales	<u>948,804</u>	<u>137,988</u>
Total	<u>16,836,916</u>	<u>23,287,701</u>

Provisiones de Inversiones, Costos y Gastos y Otros - Constituyen provisiones realizadas por bienes y servicios recibidos, cuyas facturas se encuentran pendientes de recibir.

14. PROVISIÓN PARA ABANDONO DE CAMPOS

Constituye una estimación realizada por la Administración de la Sucursal en base a un estudio efectuado internamente por especialistas técnicos, que incluye obligaciones legales que la Sucursal requerirá para retirar los activos tangibles de larga vida, tales como pozos de producción, plataformas líneas de flujo y facilidades. Esta estimación disminuirá a la medida en que la Sucursal incurra en costos de reestructuración de los campos, hasta la fecha de terminación de los contratos.

Los movimientos de la provisión para abandono de campos fueron como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	21,615,486	21,854,133
Provisión (reversión) para abandono de campos (Nota 8)	14,567,468	(1,440,624)
Intereses financieros cargados a resultados	<u>1,571,447</u>	<u>1,201,977</u>
Saldos netos al fin del año	<u>37,754,401</u>	<u>21,615,486</u>

El valor total no descontado de los flujos de efectivo estimados requeridos para cancelar la obligación es de US\$47 millones (US\$33 millones en el año 2009), el cual ha sido descontado utilizando una tasa del 6.14% (7.3% en el año 2009), lo que refleja el costo del dinero en el transcurso de tiempo.

La obligación ha sido actualizada de acuerdo al siguiente plan para abandono de campos:

... (en miles de US\$ dólares) ...

A utilizarse en 2 años	22,121
A utilizarse en 15 años	<u>25,107</u>
Total abandono de campos sin descuento	<u>47,228</u>
Valor presente de la provisión para abandono de campos descontada a una tasa del 6.14%	<u>37,754</u>

Durante el año 2010 y 2009, la administración cambió la tasa utilizada para descontar los flujos de efectivo estimados requeridos para cancelar las obligaciones de retiro de activos del 7.3% aplicado en el 2009 al 6.14% en el año 2010 (del 5.5% en el 2008 al 7.3% en el 2009). Se realizó este cambio con el fin de reflejar mejor el pasivo de las obligaciones de retiro de activos en los estados financieros. Según la NEC 5 *Utilidad o Pérdida Neta por el periodo, errores fundamentales, y cambios en políticas contables*, un cambio en una estimación contable se contabiliza de forma prospectiva. Como consecuencia, la Sucursal registró US\$14.5 millones (US\$1.4 millones para el año 2009) como corrección del cambio de la tasa de descuento en la obligación de retiro de activos.

15. PROVISIONES PARA JUBILACIÓN PATRONAL Y DESAHUCIO

Jubilación Patronal - De acuerdo con disposiciones del Código del Trabajo, los trabajadores que por veinte años o más hubieren prestado sus servicios en forma continuada o interrumpida, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores sin perjuicio de la jubilación que les corresponde en su condición de afiliados al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social. Al 31 de diciembre del 2010, la Sucursal tiene registrada una provisión por dicho concepto sustentada en un estudio actuarial preparado por un profesional independiente, basado en el método prospectivo, de la siguiente manera:

- Una reserva por obligaciones adquiridas para atender el pago de 93 trabajadores que al 31 de diciembre del 2010 tenían 20 años o más de trabajo;
- Una reserva por el valor actual de las obligaciones futuras para 446 trabajadores que aún no completaban el requisito de tiempo de trabajo.

Para el cálculo, se consideraron una tasa anual de conmutación actuarial del 4% y una tasa de financiera de descuento del 6.5%.

Desahucio - De acuerdo con disposiciones del Código del Trabajo, en los casos de terminación de la relación laboral por desahucio solicitada por el empleador o por el trabajador, el empleador bonificará al trabajador con el 25% del equivalente a la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicios prestados a la misma empresa o empleador.

Los movimientos de las provisiones para jubilación patronal y desahucio fueron como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	2,680,881	2,113,869
Provisión del año	1,274,582	601,246
Pagos efectuados	<u>(160,469)</u>	<u>(34,234)</u>
Saldos al fin del año	<u>3,794,994</u>	<u>2,680,881</u>

16. PATRIMONIO

Capital Asignado - La Sucursal fue autorizada por la Superintendencia de Compañías para operar en el país según Resolución No. 06.Q.IJ.1253 del 7 de abril del 2006, con un capital asignado de US\$2 mil.

Reserva de Capital - Incluye los valores de las cuentas reserva por revalorización del patrimonio y reexpresión monetaria originadas en la corrección monetaria del patrimonio y de los activos y pasivos no monetarios de años anteriores, respectivamente, transferidos a esta cuenta. Esta reserva puede ser total o parcialmente capitalizada. El saldo de esta cuenta no es disponible para el pago de dividendos en efectivo a Casa Matriz.

Utilidades Retenidas - El contrato de participación mencionado en la Nota 1, establece la obligación de invertir un mínimo del 10% de las utilidades netas según los estados financieros de la Sucursal, tal como lo establece la Ley de Hidrocarburos, en el desenvolvimiento de las actividades de la Sucursal o de otras operaciones hidrocarburíferas en el país. Las utilidades reinvertidas que en cualquier año excedan el 10% pueden ser acreditadas al año fiscal siguiente.

17. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON PARTES RELACIONADAS

Las principales transacciones con partes relacionadas, se desglosan como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	(en U.S. dólares)	
Transporte oleoducto pagado a Oleoducto de Crudos Pesados S.A.	<u>84,131,940</u>	<u>81,330,671</u>
Reembolso de gastos cobrado al Consortio Petrolero Bloque 14	<u>6,765,702</u>	<u>6,189,918</u>
Reembolso de gastos cobrado al Consortio Petrolero Bloque 17	<u>8,444,959</u>	<u>7,705,135</u>

18. COMPROMISOS

Los compromisos más importantes de la Sucursal, al 31 de diciembre del 2010, se detallan a continuación:

Venta de Petróleo Crudo Producido - Al 31 de diciembre del 2010, la Sucursal mantiene un contrato de compra/venta de crudo Napo con Shell Western Supply and Trading Limited, vigente hasta el 28 de febrero del 2011, a través del cual la Sucursal se compromete a la venta de crudo a un precio correspondiente al promedio mensual del WTI emitido por Platts, menos el diferencial de calidad para el crudo Napo más un premio.

Contrato de Transporte de Crudo - Mediante Acuerdo Ministerial No. 126 del Ministerio de Energía y Minas publicado en Registro Oficial No. 267 del 15 de febrero del 2001, el Ministerio autorizó la construcción del oleoducto de crudos pesados y además autorizó a OCP a firmar contratos de capacidad reservada con el objeto de que el proyecto OCP sea viable y se asegure su financiamiento y operación. La Sucursal se comprometió a transportar 108,000 barriles diarios de petróleo (ajustado por calidad), según lo establecido en el Acuerdo Inicial de Embarque y Transporte firmado el 30 de enero del 2001 entre la Sucursal y la Compañía Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A.. En el mencionado acuerdo se establece que la Sucursal pagará una tarifa (Ship-or-Pay tariff) mínima por el transporte de 108,000 barriles diarios de petróleo, más una tarifa incremental por el volumen adicional. Durante los años 2010 y 2009 el total pagado por transporte asciende a un promedio de US\$80 millones.

19. CONTINGENCIAS

Obligaciones Tributarias

Re-fiscalización del Impuesto a la Renta

Actas de determinación por los períodos 1998, 1999 y 2000 - El 12 de mayo del 2009, la Segunda Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal de Quito - TDF, emitió su sentencia a favor de Andes Petroleum Ecuador Ltd.. En la cual se anula las actas de re-determinación emitidas por el SRI por violación a la ley debido a que la re-fiscalización incluye nuevas glosas que no fueron parte de las actas originales; el 13 de octubre del 2009 el SRI realizó la audiencia en estrados ante la Corte Nacional de Justicia para exponer sus argumentos y el 25 de marzo del 2010 la Corte emitió sentencia final a favor de la Sucursal.

Acta de determinación por el período 2003 - El 22 de octubre del 2009, el SRI notificó a la Sucursal el acta de determinación de Impuesto a la Renta por el ejercicio económico 2003; en la cual se incluyó aparte de las glosas del acta original el valor de los pagos realizados por la capacidad no utilizada en el OCP y el ajuste por precios de referencia cuyo procedimiento aplicado por el SRI, compara el precio de venta de crudo con el precio de referencia del mes anterior, mientras que la Sucursal compara el mismo precio de venta con el precio de referencia del mes corriente. Las autoridades reclaman el valor de US\$8.9 millones de impuesto a la renta y US\$6.2 millones por participación trabajadores. La correspondiente impugnación fue ingresada el 23 de noviembre del 2009 la cual recayó en la Cuarta Sala del TDF. La Corte estableció para el 22 de febrero del 2011 la inspección contable y financiera y para el 5 de mayo del 2011 la inspección técnica en el bloque Tarapoa.

• **Fiscalización del Impuesto a la Renta**

Acta de determinación por el período 2001 - Con fecha 13 de abril del 2006, el Servicio de Rentas Internas - SRI emitió el Acta de Determinación No. 1720060100181 en la cual las autoridades reclaman que el pago por participación laboral y el impuesto a la renta de dicho año ha sido subestimado en US\$12.7 millones, más recargos, debido a que consideran que ciertos cargos por intereses y pagos efectuados al exterior son no deducibles para el cálculo de los tributos. La demanda de impugnación presentada por la Sucursal recayó en la Primera Sala del TDF, en Junio 3 del 2009 con un nuevo proceso de re-asignación de casos, este juicio fue re-asignado a la Quinta Sala del TDF. El 25 de mayo del 2010, este tribunal emitió sentencia desfavorable a los intereses de la Sucursal; razón por la cual tomando en cuenta sus derechos a la defensa, la Sucursal ingresó un recurso de casación ante la Corte Nacional de 9 de junio del 2010 que fue aceptado por la sala especializada el 8 de julio del 2010. Para exponer los argumentos jurídicos de las partes se realizó el 31 de agosto del 2010 la audiencia en estrados. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos, no es posible anticipar razonablemente el resultado final de esta resolución.

Acta de determinación por el período 2002 - El 29 de marzo del año 2007, el SRI notificó el acta de determinación No. 1720070100024 en la cual se establece el valor de impuesto a la renta por pagar de US\$6.9 millones y de 15% participación a trabajadores de US\$4.9 millones, más recargos de ley, debido a que consideran que ciertos cargos por intereses y pagos efectuados al exterior son no deducibles para el cálculo de los tributos. La Sucursal con fecha 27 de abril del 2007 interpuso reclamo administrativo, que dio como resultado la resolución 117012007RREC031774 emitida el 10 de octubre del 2007, sobre la cual se propuso la demanda de impugnación ante el TDF el 9 de noviembre del 2007. El 4 de junio del 2010, el TDF emitió parcialmente una resolución a favor de los intereses de la Sucursal. Se solicitó una clarificación a esta resolución con respecto a la amortización de inversiones de producción el 8 de junio del 2010, pero el tribunal negó esta aclaración. La Sucursal ingresó, en julio 13 del 2010, el recurso de casación ante la Corte Nacional, en la porción y conceptos que fueron desfavorables en la sentencia del TDF. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos, no es posible anticipar razonablemente el resultado final de esta resolución.

Acta de determinación por el período 2004 - Con acta de determinación 172008100266 del 18 de diciembre del 2008, el SRI notificó a la Sucursal el pago de US\$18.5 millones de impuesto a la renta y US\$13 millones por participación a trabajadores más un recargo del 20% por glosas tales como: a) US\$12.7 millones por ajuste de precios de referencia; b) US\$11.7 millones como ajuste del banco de calidad ; c) US\$23.4 millones por glosa de Ship or Pay; d) US\$34 millones por intereses financieros considerados como no deducibles; e) US\$ 4.5 millones de cargos de casa matriz calculados y certificados por la Casa Matriz y considerados como no deducibles por el SRI; La Sucursal con fecha 19 de enero del 2008 interpuso un reclamo administrativo impugnando todas las glosas detalladas anteriormente y con fecha 21 de abril del 2008, la Sucursal interpuso una demanda ante el Tribunal Fiscal. La Sucursal solicitó la acumulación de los juicios que se están discutiendo en la segunda y cuarta sala del Tribunal Distrital Fiscal con el propósito de que éstos sean resueltos en conjunto. A la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos el caso se encuentra en trámite en la Tercera Sala del Tribunal Distrital Fiscal y no es posible anticipar razonablemente los resultados del mismo.

Acta de determinación por el período 2005 - Con fecha 6 de abril del 2009, el SRI emitió el Acta de determinación No. 1720090100188 en la que reclaman el pago de US\$16.4 millones de impuesto a la renta más un recargo del 20% y US\$ 11.6 millones por participación a trabajadores por las siguientes glosas: a) US\$19.2 millones por ajuste de precios de referencia; b) US\$9.8

millones por la diferencia del banco de calidad; c) US\$30.5 millones no deducibilidad de Ship or Pay; d) US\$30.8 millones por intereses financieros considerados como no deducibles; y e) US\$6.3 millones de cargos de Casa Matriz. Con fecha 6 de mayo del 2009, la Sucursal interpuso un reclamo administrativo el cual fue resuelto el 24 de octubre del 2009 ratificando todas las glosas impugnadas. El 24 de noviembre del 2009, la Sucursal interpuso una demanda ante el Tribunal Fiscal la cual recayó en la segunda sala del Tribunal Distrital Fiscal. La inspección contable y financiera fue realizada el 2 de junio del 2010. La Sucursal presentará sus comentarios a dichos informes el 31 de marzo del 2011. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos, no es posible anticipar razonablemente el resultado final de esta resolución.

Acta de determinación por el período 2006 - El 26 de noviembre del 2009, el SRI emitió el Acta de determinación No. 1720090100449 en la que se establece un valor a pagar por US\$14.5 millones de impuesto a la renta más un recargo del 20% y US\$10.2 millones por participación a trabajadores como resultado de las siguientes glosas: a) US\$17.6 millones por ajuste de precios de referencia; b) US\$3.2 millones por diferencia del banco de calidad; c) US\$49.1 millones por no deducibilidad del Ship or Pay; d) US\$4.6 millones por intereses financieros y e) US\$100 mil de cargos por gross up y exceso de gasto amortización en inversiones de producción. Con fecha 24 de diciembre del 2009, la Sucursal interpuso una demanda ante el tribunal fiscal la cual recayó en la Segunda sala del Tribunal Distrital Fiscal. El 19 de mayo del 2010, se realizó la inspección contable financiera. El Tribunal notificó a las partes los informes periciales y la Sucursal emitió sus comentarios y replicas correspondientes. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos, no es posible anticipar razonablemente el resultado final de esta resolución.

- **Informe de Exámenes Especiales de la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH (Actualmente Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH)** - La Dirección Nacional de Hidrocarburos (Actualmente Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos - ARCH) ha auditado las operaciones de la Sucursal llevadas a cabo por los años 1999 al 2008, habiendo emitido los informes correspondientes en los que concluye, principalmente, que determinados gastos financieros son no deducibles; y que el costo por la capacidad de transporte reservado en el OCP es no deducible. Se ha impugnado ante el Tribunal Contencioso Administrativo, la ilegalidad del proceso de los ejercicios fiscales 1999, 2000 y 2001. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos, la Sucursal ha solicitado la apertura del término de prueba correspondiente.

Para los años 2002 al 2008 la Sucursal ha presentado sus objeciones ante el Ministerio de Recursos Naturales no Renovables (antes Ministerio de Minas y Petróleos); en enero del 2010 el Ministro resolvió desestimar las objeciones interpuestas por la Sucursal y ratificar las resoluciones de la DNH en las cuales se confirma los ajustes y recomendaciones por las auditorías de los años 2005, 2006 y 2007. A la presente fecha, por los años 2002, 2003, 2004 y 2008 la Sucursal se encuentra esperando la respuesta del mismo.

Los informes de auditoría de la DNH no constituyen una contingencia que derive en el pago de impuestos intereses y multas a menos que los efectos de dichos ajustes sean ratificados por el Servicio de Rentas Internas.

- **Curva base Tarapoa** - A partir del mes de enero del 2008, la Sucursal no ha suscrito las actas de Participación de la Producción Fiscalizada del Bloque Tarapoa y del Campo Unificado Fanny 18B en razón de que existen discrepancias en la metodología para calcular la producción base. Petroecuador considera que existe una omisión en la curva base, que es una de las variables utilizadas para calcular la participación en la producción y ha calculado una nueva estimación que no está considerada en el contrato. La Sucursal considera que la decisión de Petroecuador es unilateral y no consistente con el contrato suscrito en el año 1995 y por lo tanto no es aplicable.

Al 31 de Diciembre del 2010, la diferencia entre los cálculos del número de barriles, es de aproximadamente 142.500 barriles que representaría un valor aproximado de US\$11.6 millones

Años sujetos a Fiscalización El ejercicio fiscal 2007 y siguientes no han sido auditados por las autoridades fiscales.

20. EVENTOS SUBSECUENTES

Entre el 31 de diciembre del 2010 y la fecha de emisión de los estados financieros (abril 4 del 2011) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.
