

45534

Abril 30, 2010

Señores
Superintendencia de Compañías
Ciudad

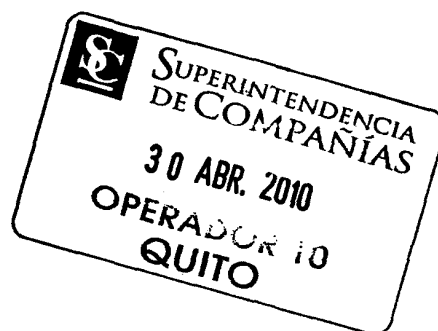
Estimados señores:

Adjunto encontrarán un (1) ejemplar de los Estados Financieros de Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador por el Año Terminado el 31 de Diciembre del 2009 e Informe de los Auditores Independientes, cuyo expediente es No. 45534.

Atentamente,



Lorena Guerrón
Gerente de Auditoría



Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador

*Estados Financieros por el Año Terminado
el 31 de Diciembre del 2009 e Informe de
los Auditores Independientes*

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Señor 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 2009 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el 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. Esta responsabilidad incluye: el diseño, la implementación, y el mantenimiento de controles internos que son relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de forma que éstos carezcan de errores importantes causados por fraude o error; la selección y aplicación de políticas contables apropiadas; y la elaboración de estimaciones contables que son razonables de acuerdo con las circunstancias.

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 requisitos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener certeza razonable de si los estados financieros no contienen errores importantes.

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 del riesgo de errores importantes en los estados financieros por 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 adecuados 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 los principios de contabilidad utilizados son apropiados 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 importantes, la posición financiera de Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador al 31 de diciembre del 2009, el resultado de sus operaciones y sus flujos de caja por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador.



Quito, Abril 30, 2010
Registro No. 019



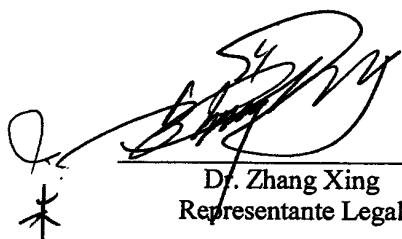
Jorge Brito
Licencia No. 21540

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR

BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009

<u>ACTIVOS</u>	<u>Notas</u>	<u>2009</u> (en U.S. dólares)	<u>2008</u>
ACTIVOS CORRIENTES:			
Caja y bancos	3	19,842,394	10,603,791
Inversiones temporales	4	5,252,840	
Cuentas por cobrar comerciales	5	57,701,288	23,489,505
Compañías relacionadas	6	1,589,251	1,659,993
Inventarios	7	26,085,438	32,306,465
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	8	<u>21,313,087</u>	<u>19,188,746</u>
Total activos corrientes		<u>131,784,298</u>	<u>87,248,500</u>
PROPIEDADES Y EQUIPOS:			
Terrenos		512,606	512,606
Adecuación de oficinas		3,699,931	3,699,931
Mobiliario y equipo		2,580,260	2,512,190
Maquinaria y equipo		4,978,091	4,761,990
Equipos de comunicación		4,885,245	4,844,555
Equipos de cómputo		15,505,127	15,256,463
Vehículos		<u>3,755,486</u>	<u>3,760,073</u>
Total		35,916,746	35,347,808
Menos depreciación acumulada		<u>30,483,430</u>	<u>26,309,565</u>
Propiedades y equipos, neto		<u>5,433,316</u>	<u>9,038,243</u>
INVERSIONES DE PRODUCCIÓN, NETO	9	<u>515,158,842</u>	<u>559,684,839</u>
OTROS ACTIVOS		<u>-</u>	<u>550,997</u>
TOTAL		<u>652,376,456</u>	<u>656,522,579</u>

Ver notas a los estados financieros


Dr. Zhang Xing
Representante Legal

PASIVOS Y PATRIMONIO**Notas****2009****2008****(en U.S. dólares)****PASIVOS CORRIENTES:**

Sobregiro bancario		38,735	
Cuentas por pagar	10, 17	70,474,088	12,075,562
Compañías relacionadas	6	241,214,778	9,776,004
Participación a trabajadores	11	5,870,241	45,835,916
Impuesto a la renta	12		43,784,066
Otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar	13	<u>23,287,701</u>	<u>31,745,978</u>
Total pasivos corrientes		<u>340,885,543</u>	<u>143,217,526</u>

PROVISIÓN PARA ABANDONO DE CAMPOS

14	<u>21,615,486</u>	<u>21,854,133</u>
----	-------------------	-------------------

PROVISIÓN PARA JUBILACIÓN PATRONAL

15	<u>2,680,881</u>	<u>2,113,869</u>
----	------------------	------------------

PATRIMONIO:

16

Capital asignado	2,000	2,000
Reserva de capital	180,918,237	180,918,237
Utilidades retenidas	<u>106,274,309</u>	<u>308,416,814</u>
Patrimonio	<u>287,194,546</u>	<u>489,337,051</u>

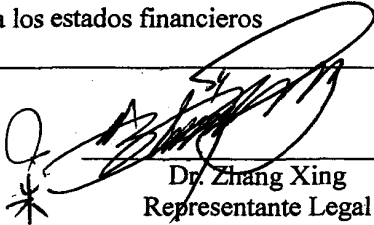
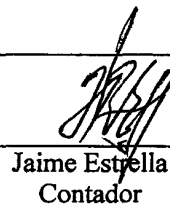
TOTAL652,376,456656,522,579

Jaime Estrella
Contador

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADO DE RESULTADOS
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009**

	<u>Notas</u>	<u>2009</u> (en U.S. dólares)	<u>2008</u> (en U.S. dólares)
INGRESOS:			
Ingresos por producción de crudo		505,702,323	901,843,739
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta de crudo	1	(137,628,818)	(327,748,002)
Diferencial de calidad		<u>22,555,773</u>	<u>35,573,402</u>
Total		<u>390,629,278</u>	<u>609,669,139</u>
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN:			
Costo de producción		100,102,361	100,333,514
Depreciación y amortización	9	123,793,334	118,429,299
Transporte por el oleoducto, neto	17	81,710,018	72,401,972
Gastos administrativos y generales	17	<u>22,064,625</u>	<u>22,453,783</u>
Total		<u>327,670,338</u>	<u>313,618,568</u>
UTILIDAD DE OPERACIONES		<u>62,958,940</u>	<u>296,050,571</u>
OTROS INGRESOS (GASTOS):			
Intereses pagados		(780,816)	(72,269)
Intereses ganados		3,996	497,954
Intereses financieros de provisión para abandono de campos	14	(1,201,977)	(948,742)
Otros ingresos (gastos), neto		<u>8,815,023</u>	<u>(7,876,707)</u>
Total		<u>6,836,226</u>	<u>(8,399,764)</u>
UTILIDAD ANTES DE PARTICIPACIÓN A TRABAJADORES E IMPUESTO A LA RENTA		<u>69,795,166</u>	<u>287,650,807</u>
MENOS:			
Participación a trabajadores	11	12,388,002	45,835,916
Impuesto a la renta	12	<u>17,549,669</u>	<u>64,934,214</u>
Total		<u>29,937,671</u>	<u>110,770,130</u>
UTILIDAD NETA		<u>39,857,495</u>	<u>176,880,677</u>

Ver notas a los estados financieros

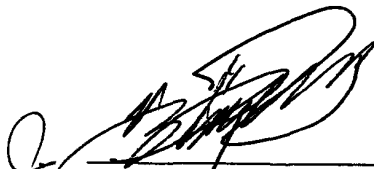

Dr. Zhang Xing
Representante Legal
Jaime Estrella
Contador

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR

**ESTADO DE PATRIMONIO
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009**

	<u>Capital Asignado</u>	<u>Reserva de Capital</u>	<u>Utilidades Retenidas</u> ...(en U.S. dólares)...	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2007	2,000	180,918,237	217,536,137	398,456,374
Distribución de dividendos			(86,000,000)	(86,000,000)
Utilidad neta	—	—	<u>176,880,677</u>	<u>176,880,677</u>
Saldos al 31 de diciembre del 2008	2,000	180,918,237	308,416,814	489,337,051
Distribución 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	<u>2,000</u>	<u>180,918,237</u>	<u>106,274,309</u>	<u>287,194,546</u>

Ver notas a los estados financieros


Dr. Zhang Xing
Representante Legal


Jaime Estrella
Contador

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADO DE FLUJOS DE CAJA
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009**

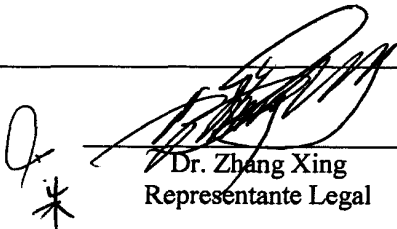
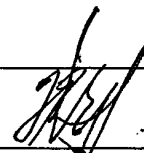
	<u>2009</u> (en U.S. dólares)	<u>2008</u> (en U.S. dólares)
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Recibido de clientes	356,417,495	1,014,659,793
Pagado a proveedores, partes relacionadas y trabajadores	(140,857,589)	(744,403,563)
Intereses pagados	(780,816)	(72,269)
Participación a trabajadores	(52,353,677)	(31,156,836)
Impuesto a la renta	(61,481,190)	(47,141,358)
Otros ingresos (egresos), neto	<u>4,139,303</u>	<u>(1,825,971)</u>
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>105,083,526</u>	<u>190,059,796</u>
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Adquisiciones de propiedades y equipos	(573,525)	(404,881)
Precio de venta de propiedades y equipos	389,054	
Adquisiciones de inversiones de producción	(82,446,344)	(92,224,522)
Adquisiciones de otros activos	<u>-</u>	<u>(461,377)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(82,630,815)</u>	<u>(93,090,780)</u>
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Sobregiros bancarios	38,735	(623,917)
Incremento de inversiones a corto plazo	(5,252,840)	
Dividendos pagados	<u>(8,000,000)</u>	<u>(86,000,000)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento	<u>(13,214,105)</u>	<u>(86,623,917)</u>
CAJA Y BANCOS:		
Incremento neto durante el año	9,238,605	10,345,097
SalDOS al comienzo del año	<u>10,603,791</u>	<u>258,694</u>
SALDOS AL FIN DEL AÑO	<u>19,842,396</u>	<u>10,603,791</u>

Continúa...

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR**ESTADO DE FLUJOS DE CAJA (Continuación...)
POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009**

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	<u>(en U.S. dólares)</u>	
CONCILIACIÓN DE LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta	39,857,495	176,880,677
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto proveniente de actividades de operación:		
Amortización inversiones de producción	119,717,349	114,140,532
Baja de propiedades y equipos		193
Intereses financieros cargados a resultados	1,201,977	948,742
Baja de pozos secos	5,425,315	
Depreciación de propiedades y equipo	4,178,452	4,433,809
Provisión para jubilación patronal neta de pagos	567,012	299,799
Provisión para inventarios obsoletos	207,377	
Provisión para otros activos	550,998	322,066
Cambios en activos y pasivos:		
Cuentas por cobrar comerciales	(34,211,783)	77,242,650
Inventarios	6,013,650	(5,179,132)
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	(1,976,886)	3,719,736
Cuentas por cobrar a compañías relacionadas	70,742	19,981
Cuentas por pagar	58,398,527	(42,239,995)
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	(2,561,225)	(178,981,437)
Participación a trabajadores	(39,965,675)	14,679,080
Impuesto a la renta	(43,931,521)	17,792,856
Otros gastos acumulados y otras cuentas por pagar	<u>(8,458,278)</u>	<u>5,980,236</u>
EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	<u>105,083,526</u>	<u>190,059,796</u>
TRANSACCIÓN QUE NO GENERÓ MOVIMIENTO DE EFECTIVO:		
Dividendos distribuidos y no pagados	<u>234,000,000</u>	<u>-</u>

Ver notas a los estados financieros


Dr. Zhang Xing
Representante Legal
Jaime Estrella
Contador

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. - SUCURSAL ECUADOR

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009

1. OPERACIONES

Andes Petroleum Ecuador Ltd. -, 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 resuelven 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.

A continuación se resumen las principales cláusulas del contrato de participación relacionado con el Bloque Tarapoa y los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Yacimientos Comunes de los Campos Fanny 18B y Marian 4A:

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 4A - La Sucursal fue autorizada a operar en el Ecuador mediante la resolución No. 86-1-1-1-01069 de la Superintendencia de Compañías. La Sucursal suscribió con Petroecuador un contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el área denominada Bloque Tarapoa de la Región Amazónica, el cual cubre un período de duración de veinte años que finaliza en el año 2015. Este contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 1 de agosto de 1995.

La Sucursal suscribió con Petroecuador dos convenios operacionales de explotación unificada de los yacimientos comunes de los campos Fanny 18B y Marian 4A de la Región Amazónica, inscritos en el Registro de Hidrocarburos el 8 de noviembre de 1995 y el 19 de enero del 2001, respectivamente.

Estos convenios regirán mientras esté en vigencia el contrato de participación en el Bloque Tarapoa o hasta la fecha en que se declare terminado por cualquier causa legal o por mutuo acuerdo entre las partes.

Participación de la Producción - Los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos emitidos por el Estado Ecuatoriano establecen que el Estado Ecuatoriano y Petroecuador no asumen riesgo alguno por la exploración y explotación. La producción de petróleo crudo será distribuida entre la Sucursal y el Estado Ecuatoriano de acuerdo con los porcentajes establecidos (véase porcentajes más adelante). Las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración del crudo están a cargo de la Sucursal. El período de explotación rige hasta el año 2015, pudiendo ser prorrogable siempre y cuando convenga a los intereses del Estado Ecuatoriano.

Los porcentajes de participación (X) de la Sucursal en el petróleo crudo producido son como sigue:

<u>Producción</u>	<u>Participación</u>		
	<u>Bloque Tarapoa</u>	<u>Campo Fanny 18B</u>	<u>Campo Marian 4A</u>
Producción base (4,000 bpd) X1	50%	50%	50%
Producción incremental (4,000 - 15,000 bpd) X2	79%	79%	79%
Mayor a 15,000 bpd X3	70%	70%	70%

bpd = barriles por día

Bloque Tarapoa - Hasta el 30 de junio del 2001, el factor X3 utilizado por la Sucursal fue del 73%, a partir de esa fecha, el factor aprobado es del 70%, el cual fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 8 de agosto del 2001.

Campo Fanny 18B - El factor X3 fue aprobado por las autoridades pertinentes e inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 22 de julio de 1999.

Campo Marian 4A - El factor X3 consta en el convenio operacional de explotación unificada mencionado anteriormente.

Acuerdos Ministeriales - A continuación se detallan los acuerdos ministeriales aprobados por el Ministerio de Energía y Minas vigentes con los que se aprobó la etapa de explotación en los siguientes campos del Bloque Tarapoa:

<u>Campo</u>	<u>Acuerdo Ministerial</u>	<u>Fecha</u>
Dorine	115	Abril 22, 1998
Sonia	393	Octubre 10, 2002
Shirley	394	Octubre 10, 2002
Mahogany	072	Agosto 5, 2003
Chorongo	040	Marzo 26, 2004
Alice	025	Octubre 1, 2004

Principales Actividades del Año 2009 - Durante el año 2009 se perforaron 15 pozos en el Bloque Tarapoa (6 pozos en Fanny, 3 pozos Dorine, 4 pozos en Mariann y 2 pozos en Mariann 4A). Se realizaron 4 conversiones a pozos inyectoros y tres reacondicionamientos de pozos que por su alcance fueron considerados de inversión.

En la parte de construcciones se terminó con el mejoramiento de facilidades en la estación de Mariann vieja, de igual manera se concluyó con la instalación de las facilidades de superficie para la plataforma de Mariann 9 y con la construcción de la línea de producción e inyección en Mariann 5.

Se realizaron las adecuaciones civiles, mecánicas y eléctricas requeridas en las siguientes plataformas: Dorine 5, Tucan, Mariann 9, Mariann 5-8, Fanny 20 y Mariann 4A por la perforación de los pozos arriba mencionados.

Como parte de las mejoras en la línea de distribución en Tarapoa, se inició con el proyecto de construcción de una línea paralela desde el MPF hasta la caja de distribución en San José. Se realizaron las conexiones electromecánicas para los pozos inyector Fanny 17 y Fanny 82. A inicios de este año se terminó con las conexiones electromecánicas para el pozo inyector Fanny 41.

Se inició con el proyecto de detección de fugas desde Dorine 5 hasta OCP y Sote, las conexiones electromecánicas para el pozo inyector Dorine 8 y la instalación de un bypass en Aguas Negras. Proyectos que aún continuarán su ejecución en el año 2010.

En la parte de Exploración se inició con la construcción de las vías de acceso y plataformas para Kupi D y Fanny 130. Se estima la finalización de estos proyectos en el primer semestre del año 2010.

Principales Actividades del Año 2008 - Durante el año 2008 se perforaron 17 pozos (13 en Fanny, 3 en Mariann, 1 en Shirley); se realizaron 16 completaciones. Se realizaron 4 reacondicionamientos, 1 de los cuales fue una conversión a inyector.

En la parte de facilidades se terminó el proyecto de desarrollo de la plataforma de Fanny 100 Fase II, y también la instalación del tercer Wartsila en Power Plant. Se realizaron mejoras en las plataformas del Mariann 9 y Shirley B para la perforación de los pozos, así como las respectivas conexiones.

Se inició el proyecto para la instalación de facilidades permanentes en la plataforma Mariann 5-8, y también en la plataforma Mariann 9. Se inició el mejoramiento en la estación de Mariann Vieja, la instalación de un bypass en Aguas Negras y el proyecto de tubería de producción en la plataforma del Fanny 60. Proyectos que aún continuarán su ejecución en el año 2009.

Ley No.42-2006 Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos - De conformidad con las normas del Contrato de Participación del Bloque Tarapoa, si el precio del petróleo crudo del área del contrato excede US\$17 por barril, el excedente del beneficio que se produzca por el mayor precio de venta (calculado a valores constantes de 1995) se distribuirá entre Petroecuador y la Sucursal en proporciones iguales. El valor entregado a Petroecuador por este concepto se reporta en el estado de resultados bajo el rubro participación de Petroecuador.

Mediante Registro Oficial No.257-S de fecha 25 de abril del 2006, se expidió el Reglamento a la Ley No.42-2006 reformativa a la Ley de Hidrocarburos la cual establece que la participación del Estado en los excedentes de los precios de venta del petróleo no pactados o no previstos en los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, suscritos con el Estado Ecuatoriano por intermedio de Petroecuador, será de, al menos el 50%, de los ingresos extraordinarios que se generen por la diferencia de precios entre el precio promedio mensual efectivo de venta FOB del petróleo ecuatoriano realizada por la contratista y el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de la suscripción de los referidos contratos de participación, ajustados en base al índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de Norteamérica del respectivo mes, publicado por el Banco Central del Ecuador y multiplicado por número de barriles producidos por la contratista.

El 18 de Octubre del 2007, el Gobierno del Ecuador modificó parcialmente la Ley 42-2006 incrementando la participación del Gobierno en el excedente de los ingresos del 50% al 99%, partiendo de la diferencia entre el precio efectivo obtenido de la venta de crudo y el precio base derivado de la participación del contrato.

Una correcta interpretación de la mencionada Ley No. 42-2006, dentro de su contexto jurídico y su ámbito de aplicación, debe excluir al contrato de participación del Bloque Tarapoa y campos unificados Fanny 18B y Marian 4A, puesto que en este caso, no existen excedentes de precios de venta de petróleo no pactados o no previstos que la Ley deba afectar, ya que las partes al momento de la suscripción del contrato, ya establecieron los mecanismos contractuales del caso para repartirse estos beneficios.

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 equipo 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 9.

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 2008, 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).

Provisión para Jubilación Patronal - Se lleva 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 del año 2008, fueron reclasificados para hacerlas comparables con la presentación del año 2009.

Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera - Mediante Resoluciones No. 08.G.DCS.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 y 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 del 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>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Caja general	49,600	50,851
Depósitos en cuentas corrientes locales	72,002	950,923
Depósitos en cuentas corrientes del exterior	<u>19,720,792</u>	<u>9,602,017</u>
Total	<u>19,842,394</u>	<u>10,603,791</u>

4. INVERSIONES TEMPORALES

Al 31 de diciembre del 2009, constituye una inversión en un banco del exterior con vencimientos hasta el 15 de diciembre del 2010 y que genera una tasa de interés del 4.5%. 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 y 2005.

5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Corresponde a los saldos pendientes de cobro a Castor Petroleum Ltd., por las ventas de crudo realizadas en los meses de diciembre del 2009 y 2008, respectivamente. Estas cuentas fueron recuperadas hasta febrero del año 2010 (febrero 2009 para el año 2008).

6. COMPAÑÍAS RELACIONADAS

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

... Diciembre 31,...
2009 2008
(en U.S. dólares)

Cuentas por cobrar :

PetroOriental S.A. (Sucursal Ecuador)	775,305	749,104
Consortio Petrolero Bloque 17	803,946	902,643
Otras	<u>10,000</u>	<u>8,246</u>
Total	<u>1,589,251</u>	<u>1,659,993</u>

Cuentas por pagar :

Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Casa Matriz)	241,158,000	3,000,000
Oleoducto de Crudos Pesados S.A. - OCP		6,731,402
Inmocastle S.A.	<u>56,778</u>	<u>44,602</u>
Total	<u>241,214,778</u>	<u>9,776,004</u>

PetroOriental S.A. (Sucursal Ecuador) y Consortio Bloque 17 - Constituyen saldos por cobrar por servicios administrativos y técnicos proporcionados por la Sucursal a PetroOriental S.A. (Sucursal Ecuador) y Consortio 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) - Corresponde a la distribución de dividendos del año 2008 pendientes pago por US\$234 millones y US\$7.2 millones corresponden a la posición neta de los fondos recibidos por parte de la Casa Matriz para cubrir las operaciones de la Sucursal.

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 al mes de diciembre del 2008.

7. INVENTARIOS

Un resumen de inventarios es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Repuestos, materiales, productos químicos y otros	24,209,741	26,798,995
Petróleo crudo	3,152,577	2,729,531
Materiales en tránsito	655,900	4,503,342
Provisión para obsolescencia	<u>(1,932,780)</u>	<u>(1,725,403)</u>
Total	<u>26,085,438</u>	<u>32,306,465</u>

Repuestos, Materiales, Productos Químicos y Otros - Representan materiales en stock utilizados en las actividades de explotación y extracción de petróleo crudo. Adicionalmente, incluye repuestos y otros materiales de reserva a ser utilizados en las inversiones de producción por US\$8,729,233 y US\$10,982,686 respectivamente.

Petróleo Crudo - Corresponde a 205,060 barriles al 31 de diciembre del 2009 y 2008, valorados a un costo promedio de producción de US\$15 y US\$13 respectivamente, de petróleo crudo almacenado en tanques, líneas de flujo, oleoductos secundarios y el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano - SOTE.

8. GASTOS ANTICIPADOS Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

	... Diciembre 31,...	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Sublevante de crudo		431,687
Petroecuador	13,492,273	12,013,725
Diferencia de calidad	6,254,574	3,010,540
Anticipos a empleados	663,288	1,395,845
Crédito tributario por impuesto a la renta (Nota 12)	147,455	
Otras	<u>755,497</u>	<u>2,336,949</u>
Total	<u>21,313,087</u>	<u>19,188,746</u>

Sublevante de Crudo - Al 31 de diciembre del 2008 representa 25,907 barriles de petróleo crudo extraído pero no vendido por la Sucursal, valorados al precio de comercialización de US\$17.97 por barril.

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 2009, la Sucursal acumuló 92,660 barriles (167,578 barriles en el año 2008) por este concepto. Los cuales fueron valorados a precio de mercado al cierre del ejercicio 2009 de US\$67.5 (US\$17.97 para el año 2008) por barril.

Petroecuador - Un resumen de las cuentas por cobrar a Petroecuador es como sigue:

	... Diciembre 31,...	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Impuesto al Valor Agregado – IVA	13,492,273	10,746,639
Transporte de crudo	-	1,267,086
Total	<u>13,492,273</u>	<u>12,013,725</u>

Impuesto al Valor Agregado - IVA - La Sucursal mantiene por cobrar al 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 participación del Estado en la producción del Bloque Tarapoa y los campos unificados Fanny 18B y Marian 4A, calculados al precio de referencia del crudo Oriente en Balao determinado por Petroecuador 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.

Transporte de Crudo - Corresponde a la cuenta por cobrar por el transporte de crudo del Bloque 15 por el periodo comprendido entre el 1 y el 31 de diciembre del 2008. A la fecha del informe de los auditores independientes, este saldo ha sido cancelado en su totalidad. Este servicio se prestó bajo el convenio de uso de capacidad garantizada de transporte de petróleo por el Oleoducto de Crudos Pesados - OCP entre Petroecuador y la Casa Matriz de la Sucursal. Este acuerdo estuvo vigente hasta el 31 de diciembre del 2008.

9. INVERSIONES DE PRODUCCIÓN, NETO

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

	... Diciembre 31,...	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Inversiones de producción	1,264,345,792	1,189,695,724
Provisión para abandono de campos	14,674,912	16,115,536
Infraestructura	11,245,612	11,245,612
Sistema de transporte	4,649,576	4,905,146
Amortización acumulada	<u>(779,757,050)</u>	<u>(662,277,179)</u>
Total	<u>515,158,842</u>	<u>559,684,839</u>

Los movimientos de las inversiones de producción fueron como sigue:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	559,684,839	581,600,849
Adiciones	82,446,344	88,568,993
Ajuste provisión del ARO (Nota 14)	(1,440,623)	3,655,529
Baja de pozos secos	(5,425,315)	
Baja de maquinaria	(389,054)	
Amortización	<u>(119,717,349)</u>	<u>(114,140,532)</u>
Saldos netos al fin del año	<u>515,158,842</u>	<u>559,684,839</u>

El gasto depreciación y amortización de cada año incluye:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Amortización	119,717,349	114,140,532
Depreciación de maquinaria	4,178,452	4,433,809
Baja de propiedades y equipos		193
Valuación de inventario de crudo	<u>(102,467)</u>	<u>(145,235)</u>
Total depreciación, agotamiento y amortización según el estado de resultados	<u>123,793,334</u>	<u>118,429,299</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 2009 y 2008, 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 Ajustadas		Volumen de Producción del Año	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	... (en barriles de petróleo crudo) ...			
Bloque Tarapoa	<u>53,596,468</u>	<u>63,810,001</u>	<u>14,044,267</u>	<u>16,016,773</u>

Reservas Probadas Ajustadas - Bloque Tarapoa - Las reservas confirmadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH del Bloque Tarapoa fueron de 63,811,311 barriles al 31 de diciembre del 2008. La Sucursal utilizó este dato para estimar la amortización de las inversiones de producción del año 2009.

Evaluación del Deterioro de los Activos - Al 31 de diciembre de 2009, la Sucursal ha efectuado un estudio 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>	<u>2008</u>
Precio	US\$75	US\$65
Diferencial de calidad	14%	28%
Regalía por precio (Cláusula 8)	50%	50%
Tasa de descuento	10%	10%
<u>Cálculo</u>	(en miles de U.S. dólares)	
Valor presente neto	638,695	570,530
Valor neto en libros de inversiones de producción, activos fijos, inventario y no incluye inversiones en proceso	<u>494,518</u>	<u>553,890</u>
Excedente sobre el valor en libros	<u>144,177</u>	<u>16,640</u>

10. CUENTAS POR PAGAR

Un detalle de cuentas por pagar es como sigue:

	... Diciembre 31, ... <u>2009</u>	<u>2008</u> (en U.S. dólares)
Petroecuador	58,007,076	8,688,228
Sobrelevante	200,677	
Proveedores	<u>12,266,335</u>	<u>3,387,334</u>
Total	<u>70,474,088</u>	<u>12,075,562</u>

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

	... Diciembre 31, ... <u>2009</u>	<u>2008</u> (en U.S. dólares)
Participación de Petroecuador en el excedente del precio de venta del crudo	55,638,521	6,329,177
Diferencia de calidad en Topping plant	1,174,986	731,275
Otros	<u>1,193,569</u>	<u>1,627,776</u>
Total	<u>58,007,076</u>	<u>8,688,228</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. Los movimientos de la provisión para participación a trabajadores fueron como sigue:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	45,835,916	31,156,836
Provisión del año	12,388,002	45,835,916
Pagos efectuados	<u>(52,353,677)</u>	<u>(31,156,836)</u>
Saldos al fin del año	<u>5,870,241</u>	<u>45,835,916</u>

La Sucursal para el pago del 15% de participación a trabajadores, conforme a la autorización del Ministerio de Trabajo, unifica las utilidades con las entidades que conforman un mismo grupo económico.

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. Hasta el año 2009, los dividendos en efectivo que se declaren o distribuyan a favor de la Casa Matriz no se encuentran sujetos a retención adicional alguna. A partir del año 2010, los dividendos distribuidos a favor de accionistas 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. Una reconciliación entre la utilidad según estados financieros y la utilidad gravable, es como sigue:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Utilidad según estados financieros, neta de participación a trabajadores	57,407,164	241,814,891
Gastos no deducibles	<u>8,345,407</u>	<u>17,921,965</u>
Base imponible	<u>65,752,571</u>	<u>259,736,856</u>
Impuesto a la renta del año	16,438,142	64,934,214
Impuesto a la renta por declaraciones sustitutivas del año 2008	<u>1,111,527</u>	—
Impuesto a la renta cargado a resultados	<u>17,549,669</u>	<u>64,934,214</u>

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

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos al comienzo del año	43,784,066	25,991,210
Provisión del año	17,549,669	64,934,214
Pagos efectuados	<u>(61,481,190)</u>	<u>(47,141,358)</u>
Saldos al fin del año (Nota 8 para el año 2009)	<u>(147,455)</u>	<u>43,784,066</u>

Las declaraciones de impuestos han sido revisadas por las autoridades tributarias hasta el año 2005 y están pendientes de revisión las declaraciones del 2007 al 2009.

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.

Precios de Transferencia - La Sucursal no preparó, por el año terminado el 31 de diciembre del 2009, 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 2008, 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,...	
	2009	2008
	(en U.S. dólares)	
Sueldos y beneficios sociales	137,988	349,506
Provisiones de inversiones, costos y gastos y otros	19,770,621	26,076,002
Otros impuestos y retenciones por pagar	<u>3,379,092</u>	<u>5,320,470</u>
Total	<u>23,287,701</u>	<u>31,745,978</u>

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

El saldo del año 2008 incluye adicionalmente US\$5,230,715 por concepto de provisión para reliquidación de participación a trabajadores, requerido por la Corte Constitucional; sin embargo, el 20 de junio del 2009, en función del acuerdo final emitido por este organismo, se determina que los empleados activos asumirán dicho pasivo y la Sucursal actuará como agente de retención.

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.

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

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	21,854,133	17,249,862
Provisión para abandono de campos	-	3,655,529
Reversión de la provisión para abandono de campos	(1,440,624)	-
Intereses financieros cargados a resultados	<u>1,201,977</u>	<u>948,742</u>
Saldos netos al fin del año	<u>21,615,486</u>	<u>21,854,133</u>

La provisión por abandono de campos incluye obligaciones legales que la Sucursal requerirá para retirar los activos tangibles de larga vida, tales como pozos en producción. El valor total no descontado de los flujos de efectivo estimados requeridos para cancelar la obligación es US\$33 millones, el cual ha sido descontado inicialmente, utilizando una tasa del 7.3%, lo que refleja el costo del dinero en el transcurso de tiempo. Se espera la cancelación de la mayoría de estas obligaciones en el año 2015, las cuales serán financiadas con los recursos de la Sucursal en el momento de finalización del contrato de participación. Por lo tanto, la Sucursal sólo ha provisionado las obligaciones de retiro de activos que espera incurrir.

Durante el año 2009, la administración cambió la tasa utilizada para descontar los flujos de efectivo estimados requeridos para cancelar las obligaciones de retiro de activos del 5.5% aplicado en 2008 a 7.3%. Se realizó este cambio con el fin de reflejar de mejor el pasivo de las obligaciones de retiro de activos en los estados financieros. Según la NEC 5 *Utilidad o Pérdida Neta por el período, errores fundamentales, y cambios en políticas contables*, un cambio en una estimación contable se contabiliza de forma prospectiva. Como consecuencia, la Sucursal reversó US\$1.4 millones por el año terminado el 31 de diciembre del 2009 que incluye el efecto de la corrección de la tasa de descuento en la obligación de retiro de activos.

15. PROVISIÓN PARA 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 2009, 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 2009 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%.

Los movimientos de la provisión para jubilación patronal fueron como sigue:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Saldos netos al comienzo del año	2,113,869	1,814,070
Provisión del año	601,246	394,788
Pagos efectuados	<u>(34,234)</u>	<u>(94,989)</u>
Saldos al fin del año	<u>2,680,881</u>	<u>2,113,869</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. Al 31 de diciembre del 2009, el valor de reinversión de utilidades asciende a US\$69,796,576 (US\$65,810,827 en el 2008).

17. TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS CON PARTES RELACIONADAS

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

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(en U.S. dólares)	
Transporte Oleoducto pagado a Oleoducto de Crudos Pesados S.A.	<u>81,330,671</u>	<u>80,276,734</u>
Reembolso de gastos cobrado al Consorcio Petrolero Bloque 14	<u>6,189,918</u>	<u>5,863,798</u>
Reembolso de gastos cobrado al Consorcio Petrolero Bloque 17	<u>7,705,135</u>	<u>8,706,774</u>

18. COMPROMISOS

Los compromisos más importantes de la Sucursal, al 31 de diciembre del 2009, se detallan a continuación:

Venta de Petróleo Crudo Producido - Durante el año 2009, la Sucursal vendió su participación en la producción de petróleo crudo entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del 2009 a Castor Petroleum Limited

Contrato de Transporte de Crudo - La Casa Matriz de la Sucursal mantiene un acuerdo con Oleoducto de Crudos Pesados S.A. - OCP para el transporte de petróleo crudo. El contrato prevee el transporte de un volumen garantizado de 108,000 bpd por día aproximadamente. Durante los años 2009 y 2008 el total pagado por transporte asciende a un promedio de US\$80 millones.

19. CONTINGENCIAS

Obligaciones Tributarias

Re-fiscalización del Impuesto a la Renta

Acta de determinación por los períodos 1998, 1999 y 2000 - Durante el 2004, la Sucursal estuvo sujeta a una re-fiscalización por parte de las autoridades tributarias. Como resultado de esta re-fiscalización, las autoridades reclaman que los pagos por participación laboral y el impuesto a la renta de dichos años han sido subestimados en aproximadamente US\$34 millones más recargos, debido a que consideran que ciertos cargos por intereses y pérdidas en cambio son no deducibles para el cálculo de los tributos; el valor de intereses deducidos para el cálculo del impuesto en los años siguientes ascendió aproximadamente a US\$173 millones. 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. anulando las actas de re-determinación emitidas por el Servicio de Rentas Internas - 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 acudió a la Corte Nacional de Justicia para continuar soportando sus argumentos, actualmente se espera la resolución final.

Acta de determinación por el período 2003 - El 22 de octubre del 2009, el SRI notificó a la Sucursal el acta de re-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 año 2009 la cual recayó en la cuarta sala del TDF. La Sucursal está preparando el escrito de prueba para soportar sus argumentos.

Fiscalización en Proceso

Acta de determinación por el período 2001 - Con fecha 13 de abril de 2006, el 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 y recayó en la primera sala del TDF. La Corte todavía no se ha pronunciado al respecto y la Sucursal se encuentra preparando el alegato final.

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 un 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, 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, se desarrolló una inspección financiera sobre la cual los peritos de la Sucursal y del SRI presentaron sus informes. La Sucursal se encuentra en espera de la reasignación a una nueva sala.

Acta de determinación por el período 2004 - Con fecha 18 de diciembre del 2008, el SRI notificó a la Sucursal el acta de determinación No.172008100266, en la cual se incluye como glosas más importantes: a) US\$12.7 millones por ajuste de precios de referencia cuyo procedimiento es el mismo explicado en el año 2003; b) US\$11.7 millones como ajuste del banco de calidad (considerando el mismo criterio explicado en el año 2003); 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; estas diferencias dan como resultado una participación a trabajadores de US\$13 millones y un impuesto causado de US\$18.5 millones más el recargo del 20% de conformidad al Art. 90 del código tributario. La Sucursal con fecha 19 de enero del 2008, interpuso un reclamo administrativo impugnando todas las glosas detalladas anteriormente e interpuso una demanda que recayó en la tercera sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal. Mediante providencia del 17 de febrero del 2010 la tercera sala señaló para el día 22 de abril del 2010, la realización de la exhibición del expediente administrativo del SRI y la inspección contable y financiera solicitada por la Sucursal.

Acta de determinación por el período 2005 - El 6 de abril del 2009, el SRI emitió el Acta de determinación No.1720090100188 en la cual las autoridades reclaman el valor de US\$ 16.4 millones de impuesto a la renta más un recargo del 20% de conformidad al Art. 90 del código tributario y establecen como diferencia el valor de US\$ 11.6 millones por participación a trabajadores; como resultado de las siguientes glosas: a) US\$19.2 millones por ajuste de precios de referencia cuyo procedimiento es el mismo explicado en el año 2003; b) US\$9.8 millones a favor por la diferencia del banco de calidad (considerando el mismo criterio del año 2003); c) US\$30.5 millones por glosa 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 calculados y certificados por la casa matriz y considerados como no deducibles por el SRI. El 24 de noviembre del 2009, la Sucursal interpuso una demanda ante el tribunal fiscal la cual recayó en la segunda sala del TDF. La Sucursal está esperando la calificación a la demanda por parte del tribunal.

Acta de determinación por el período 2006 - El 26 de noviembre del 2009, el SRI emitió el Acta de determinación No.1720090100449 en la cual las autoridades reclaman el valor de US\$14.5 millones de impuesto a la renta más un recargo del 20% de conformidad al Art. 90 del código tributario y establecen como diferencia el valor de 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 cuyo procedimiento es el mismo explicado en el año 2003; b) US\$3.2 millones a favor por la diferencia del banco de calidad (considerando el mismo criterio del año 2003); c) US\$49.1 millones por glosa de Ship or Pay; d) US\$4.6 millones por intereses financieros

considerados como no deducibles; y e) US\$100 mil de cargos por gross up y exceso de gasto amortización en inversiones de producción considerados como no deducibles por el SRI; el 24 de diciembre del 2009, la Sucursal interpuso una demanda ante el tribunal fiscal la cual recayó en la segunda sala del TDF. La Sucursal está esperando la calificación a la demanda por parte del tribunal.

- **Informe de Exámenes Especiales de la Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH** - La Dirección Nacional de Hidrocarburos 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. A la presente fecha, 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 de 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 2009, la diferencia entre los cálculos del número de barriles, es de aproximadamente 96 mil barriles que representarían un valor aproximado de US\$6.5 millones por pagar a Petroecuador.

Juicios laborales individuales - La Sucursal posee 79 demandas de ex -trabajadores de diferentes empresas tercerizadoras, quienes reclaman el pago de utilidades de Andes Petroleum Ecuador Ltd. (o sus relacionadas) aduciendo que eran trabajadores intermediados y no tercerizados. Entre los cuales 19 casos se encuentran han tenido lugar a audiencias definitivas y se encuentran en espera de las sentencias respectivas. La cuantía acumulada de los procesos representa alrededor de US\$6 millones. La Sucursal considera a este tipo de contingentes con un nivel de riesgo posible.

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 2009 y la fecha de emisión de los estados financieros (abril 30 del 2010) no se produjeron eventos que en opinión de la Administración pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros adjuntos.
