

PEMEX rinde de cuentas con
transparencia.

05

Estados Financieros Consolidados Auditados

Informe de los Auditores Independientes

Al H. Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

Hemos examinado los estados de situación financiera consolidados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias ("PEMEX") al 31 de diciembre de 2011 y 2010 reformulado, y al 1° de enero de 2010 reformulado (ver nota 3 ab), y los estados consolidados de resultados, de variaciones en el patrimonio y de flujos de efectivo que les son relativos, por cada uno de los tres años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009. Dichos estados financieros consolidados son responsabilidad de la administración de PEMEX.

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los mismos, con base en nuestras auditorías.

Nuestros exámenes fueron realizados de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en México, las cuales requieren que la auditoría sea planeada y realizada de tal manera que permita obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados no contienen errores importantes y de que están preparados de acuerdo con las Normas de Información Financiera mexicanas (NIF). La auditoría consiste en el examen, con base en pruebas selectivas, de la evidencia que respalda las cifras y revelaciones en los estados financieros; asimismo, incluye la evaluación de las normas de información financiera utilizadas, de las estimaciones significativas efectuadas por la administración y de la presentación de los estados financieros tomados en su conjunto. Consideramos que nuestros exámenes proporcionan una base razonable para sustentar nuestra opinión.

Durante 2011 se efectuaron los cambios contables que se revelan en la nota 3(ab) a los estados financieros consolidados. Como resultado de lo anterior, los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010 y el estado de situación financiera consolidado al 1° de enero de 2010 fueron ajustados para reconocer los efectos originados por la aplicación de la NIF C-4 "Inventarios".

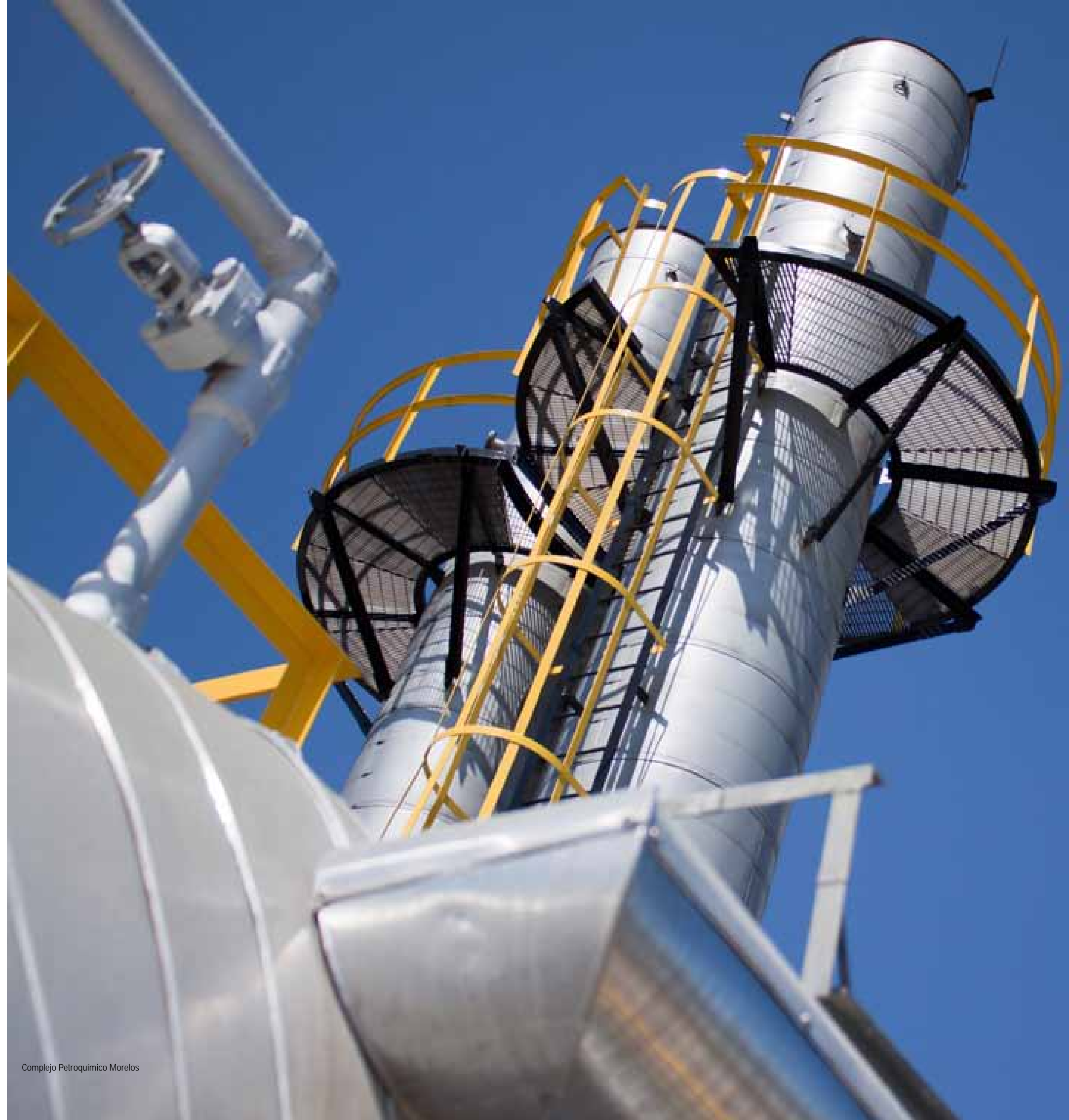
En nuestra opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y al 1° de enero de 2010 y los resultados de sus operaciones, las variaciones en el patrimonio y los flujos de efectivo por cada uno de los tres años terminados en diciembre 31 de 2011, 2010 y 2009, de conformidad con las Normas de Información Financiera mexicanas.

KPMG CARDENAS DOSAL, S. C



C.P.C. Eduardo Palomino Pedroza

México, D.F., a 16 de marzo de 2012.



Estados de Situación Financiera Consolidados

Miles de pesos

Activo	31 de diciembre de 2011	31 de diciembre de 2010 (Reformulado) (Nota 3 (ab)-(i))	1 de enero de 2010 (Reformulado) (Nota 3 (ab)-(i))
Activo circulante			
Efectivo y equivalentes de efectivo (nota 5)	\$ 117,100,111	133,587,079	159,760,316
Cuentas, documentos por cobrar y otros - Neto (nota 6)	154,658,669	120,887,383	126,755,377
Inventarios - Neto (nota 3 (ab)-(i) y nota 7)	44,152,462	40,518,866	38,449,015
Instrumentos financieros derivados (nota 12)	16,903,030	20,917,211	26,277,917
Inversión disponible para su venta (nota 8)	24,655,980	-	-
	240,370,141	182,323,460	191,482,309
Total del activo circulante	357,470,252	315,910,539	351,242,625
Inversiones permanentes en acciones de compañías subsidiarias no consolidadas, asociadas y otras (nota 9)	129,133,64	111,160,80	97,624,01
Pozos, ductos, inmuebles y equipo - Neto (nota 10)	1,152,505,680	1,061,387,901	967,591,500
Otros activos - Neto	10,455,680	6,782,060	4,986,588
Total del activo	\$ 1,533,344,976	1,395,196,580	1,333,583,114

Pasivo y Patrimonio			
Pasivo circulante			
Porción circulante de la deuda a largo plazo (nota 11)	\$ 110,497,449	89,554,617	102,600,324
Proveedores	53,313,171	43,474,439	63,277,711
Cuentas y gastos acumulados por pagar	13,109,526	9,602,215	11,590,917
Impuestos y derechos por pagar	65,770,459	52,565,900	48,453,301
Instrumentos financieros derivados (nota 12)	10,779,297	12,056,457	17,038,139
Total del pasivo circulante	253,469,902	207,253,628	242,960,392
Pasivo a largo plazo			
Deuda a largo plazo (nota 11)	672,275,110	575,170,797	529,258,434
Reserva para créditos diversos y otros	64,284,261	55,493,441	43,524,319
Reserva para beneficios a los empleados (nota 13)	731,016,999	661,365,065	576,200,934
Impuestos diferidos (nota 20 (k) y (m))	6,217,833	7,215,760	6,933,120
Total del pasivo	1,727,264,105	1,506,498,691	1,398,877,199
Patrimonio (nota 15)			
Certificados de aportación "A"	96,957,993	96,957,993	96,957,993
Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos	180,382,423	180,382,423	180,382,301
Reserva legal	987,535	987,535	987,535
Superávit por donación	3,446,743	3,446,743	1,004,346
Utilidad integral acumulada	13,262,597	4,396,294	6,319,602
	295,037,291	286,170,988	285,651,777
Rendimientos acumulados			
Déficit de ejercicios anteriores (nota 3 (ab)-(i))	(397,473,099)	(350,945,862)	(350,945,862)
Pérdida neta del ejercicio (nota 3 (ab)-(i))	(91,483,321)	(46,527,237)	-
	(488,956,420)	(397,473,099)	(350,945,862)
Total del patrimonio	(193,919,129)	(111,302,111)	(65,294,085)
Compromisos y contingencias (notas 16 y 17)	-	-	-
Eventos subsecuentes (nota 21)	-	-	-
Total del pasivo y patrimonio	\$ 1,533,344,976	1,395,196,580	1,333,583,114

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Estados de Resultados Consolidados

Años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009

Miles de pesos

Activo	2011	2010 (Nota 3 (ab)-(i))	2009 (Nota 3 (ab)-(i))
Ventas netas			
En el país	\$ 779,197,974	683,853,335	596,369,519
De exportación	772,965,362	592,907,683	488,260,296
Ingresos por servicios	6,265,586	5,303,292	5,291,516
	1,558,428,922	1,282,064,310	1,089,921,331
Costo de lo vendido (nota 3 (ab)-(i) y (g))	780,625,539	631,355,045	560,842,783
Rendimiento bruto	777,803,383	650,709,265	529,078,548
Gastos generales			
Gastos de distribución y transportación	31,349,011	33,274,186	31,856,197
Gastos de administración	65,029,047	70,978,545	68,652,803
Total de costos y gastos de operación	96,378,058	104,252,731	100,509,000
Rendimiento de operación	681,425,325	546,456,534	428,569,548
Otros ingresos (principalmente beneficio por IEPS (nota 20 (j))) - Neto	195,544,884	71,585,528	39,768,759
Resultado integral de financiamiento			
Intereses pagados - Neto (Inc. efectos de valuación de Inst. Financ. (nota 12 (viii) y nota 3 (z))	(32,840,763)	(32,136,671)	(29,992,464)
(Pérdida) y utilidad en cambios - Neta (nota 3 (z))	(58,800,623)	20,167,333	14,684,597
	(91,641,386)	(11,969,338)	(15,307,867)
Participación en los resultados de subsidiarias no consolidadas, asociadas y otras (nota 9)	(796,398)	1,540,688	(767,228)
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	784,532,425	607,613,412	452,263,212
Derechos sobre extracción de petróleo y otros (nota 20)	871,686,746	649,956,286	542,374,559
Impuesto a los rendimientos petroleros (nota 20 (k))	708,469	2,459,557	2,502,651
Impuesto sobre la renta (nota 20 (m))	3,620,531	1,724,806	1,755,848
	876,015,746	654,140,649	546,633,058
Pérdida neta del ejercicio	\$ (91,483,321)	(46,527,237)	(94,369,846)

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Estados Consolidados de Variaciones en el Patrimonio

Años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009

Miles de pesos

	Certificados de aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos	Componentes de la utilidad integral acumulada					(Pérdidas) rendimientos acumuladas		Total
			Reserva legal	Superávit por donación	Instrumentos financieros primarios	Efecto de valuación de instrumentos financieros	Efecto acumulado por conversión	Del ejercicio	De ejercicios anteriores	
Saldos al 1 de enero de 2009 previamente informados	\$ 96,957,993	179,915,091	987,535	884,462	-	(2,374,351)	8,344,483	(112,076,444)	(145,753,335)	26,885,434
Efecto retroactivo por la adopción de la NIF C-4 (nota 3 (ab)-(i))	-	-	-	-	-	-	-	1,253,763	-	1,253,763
Saldos reformulados al 1 de enero de 2009	96,957,993	179,915,091	987,535	884,462	-	(2,374,351)	8,344,483	(110,822,681)	(145,753,335)	28,139,197
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores, aprobado por el Consejo de Administración	-	-	-	-	-	-	-	110,822,681	(110,822,681)	-
Efecto retroactivo por la adopción de la NIF C-4 (nota 3 (ab)-(i))	-	-	-	-	-	-	-	292,172	-	292,172
Incremento al patrimonio realizado por el Gobierno Federal (nota 15)	-	467,210	-	-	-	-	-	-	-	467,210
Incremento al superávit por donación (nota 15)	-	-	-	119,884	-	-	-	-	-	119,884
Pérdida integral del ejercicio (nota 14)	-	-	-	-	-	2,532,882	(2,183,412)	(94,662,018)	-	(94,312,548)
Saldos reformulados al 1 de enero de 2010	96,957,993	180,382,301	987,535	1,004,346	-	158,531	6,161,071	(94,369,846)	(256,576,016)	(65,294,085)
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores, aprobado por el Consejo de Administración	-	-	-	-	-	-	-	94,369,846	(94,369,846)	-
Efecto retroactivo por la adopción de la NIF C-4 (nota 3 (ab)-(i))	-	-	-	-	-	-	-	935,371	-	935,371
Incremento al patrimonio realizado por el Gobierno Federal (nota 15)	-	122	-	-	-	-	-	-	-	122
Incremento al superávit por donación (nota 15)	-	-	-	2,442,397	-	-	-	-	-	2,442,397
Pérdida integral del ejercicio (nota 14)	-	-	-	-	-	(390,909)	(1,532,399)	(47,462,608)	-	(49,385,916)
Saldos reformulados al 31 de diciembre de 2010	96,957,993	180,382,423	987,535	3,446,743	-	(232,378)	4,628,672	(46,527,237)	(350,945,862)	(111,302,111)
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores, aprobado por el Consejo de Administración	-	-	-	-	-	-	-	46,527,237	(46,527,237)	-
Pérdida integral del ejercicio (nota 14)	-	-	-	-	3,872,160	232,378	4,761,765	(91,483,321)	-	(82,617,018)
Saldos al 31 de diciembre de 2011	\$ 96,957,993	180,382,423	987,535	3,446,743	3,872,160	-	9,390,437	(91,483,321)	(397,473,099)	(193,919,129)

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Estados Consolidados de Flujo de Efectivo

Años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009

Miles de pesos

	2011	2010	2009
Actividades de operación:			
Rendimientos antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	\$ 784,532,425	607,613,412	452,263,212
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciación y amortización	97,753,019	96,481,781	76,890,687
Deterioro de pozos, ductos, inmuebles y equipo	(11,689,832)	9,958,603	1,731,229
Pozos no exitosos	12,021,450	11,619,243	15,124,465
Bajas de pozos, ductos, inmuebles y equipo	3,496,758	3,074,468	948,725
Efectos de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas, neto	796,398	(1,540,688)	767,228
Dividendos cobrados	(599,907)	-	-
Pérdida (utilidad) en cambios no realizada por la provisión de pozos	4,982,817	(1,315,709)	(665,134)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Pérdida (utilidad) en cambios no realizada	69,417,356	(28,458,699)	(18,449,352)
Efecto de valuación de instrumentos financieros	2,378,555	1,895,731	(9,963,741)
Intereses a cargo	34,830,543	39,703,900	49,417,938
Subtotal	997,919,582	739,032,042	568,065,257
Instrumentos financieros con fines de negociación	590,844	(1,907,617)	826,910
Cuentas por cobrar a clientes	(33,771,286)	5,867,996	(9,102,301)
Inventarios	(3,633,596)	(2,069,852)	28,276,324
Otros activos	(3,673,619)	(1,795,472)	11,319,820
Cuentas y gastos acumulados por pagar	3,507,311	(1,988,703)	3,620,326
Impuestos pagados	(862,811,187)	(650,028,049)	(514,852,268)
Proveedores	9,838,731	(19,803,272)	27,895,940
Reserva para créditos diversos	699,864	13,284,831	7,812,215
Reserva para beneficios a los empleados	69,651,934	85,164,131	81,117,391
Impuestos diferidos	(997,927)	282,641	(106,858)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	177,320,651	166,038,676	204,872,756
Actividades de inversión:			
Adquisiciones de pozos, ductos, inmuebles y equipo	(175,849,686)	(184,584,476)	(213,232,138)
Gastos de exploración	(4,135,188)	(6,343,062)	(1,189,944)
Inversión disponibles para su venta	(20,783,820)	-	-
Cobro de dividendos	599,907	-	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(200,168,787)	(190,927,538)	(214,422,082)
Efectivo a obtener de actividades de financiamiento	(22,848,136)	(24,888,862)	(9,549,326)
Actividades de financiamiento:			
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	-	122	467,210
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	189,693,018	235,881,933	160,177,586
Pagos de principal de préstamos	(152,118,845)	(197,098,458)	(99,607,497)
Intereses pagados	(33,381,090)	(38,722,581)	(49,073,057)
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	4,193,083	61,016	11,964,242
(Decremento) incremento neto de efectivo y equivalentes	(18,655,053)	(24,827,846)	2,414,916
Efectos por cambios en el valor del efectivo	2,168,085	(1,345,391)	(1,535,857)
Efectivo y equivalentes:			
Al principio del año	133,587,079	159,760,316	158,881,257
Al fin del año	\$ 117,100,111	133,587,079	159,760,316

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Miles de pesos

1 Autorización

Con fecha 16 de marzo de 2012, fueron autorizados para su emisión estos estados financieros consolidados adjuntos y sus notas, bajo Normas de Información Financiera Mexicanas (NIF), por los siguientes funcionarios: C.P. Víctor M. Cámara Peón, Subdirector de Contabilidad, Fiscal y Control Financiero y el C. Francisco J. Torres Suárez, Gerente de Contabilidad.

Estos estados financieros consolidados y sus notas se presentarán para aprobación en la próxima sesión del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos donde se tiene previsto que dicho Órgano de Gobierno apruebe los resultados del ejercicio social en términos de lo dispuesto en el artículo 104 fracción III inciso a) de la Ley de Mercado de Valores y el artículo 33 fracción I inciso a) numeral 3 y en el artículo 78 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores.

Para efectos de estos estados financieros consolidados, Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias son referidos como "PEMEX".

2 Historia, naturaleza, marco regulatorio y actividades de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Petróleos Mexicanos se creó mediante Decreto del Congreso de la Unión de fecha 7 de junio de 1938 y comenzó a operar a partir del 20 de julio del mismo año.

Petróleos Mexicanos y sus cuatro Organismos Subsidiarios (definidos más adelante) son organismos descentralizados de la Administración Pública Federal (el "Gobierno Federal") de los Estados Unidos Mexicanos ("México") y juntos conforman la industria petrolera de México.

Las actividades de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios están reguladas principalmente, por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (la "Ley Reglamentaria") y la Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento, que establece que el Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en el área estratégica del petróleo, demás hidrocarburos y la petroquímica básica por conducto de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

La Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008, establece que los cuatro Organismos Subsidiarios, constituidos en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, y Organismos Subsidiarios, continuarán realizando sus actividades conforme a su objetivo, garantizando los compromisos asumidos y los que asuman en México y en el extranjero, hasta en tanto el Ejecutivo Federal emita los decretos de reorganización respectivos, con base en la propuesta que presente el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

Los Organismos Subsidiarios son Organismos Descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio, con la facultad de poseer bienes y llevar a cabo la administración del negocio por sí mismos. Dichos Organismos son controlados y tienen el carácter de subsidiarios con respecto a Petróleos Mexicanos. Los Organismos Subsidiarios son:

- Pemex-Exploración y Producción ("PEP");
- Pemex-Refinación ("PR");
- Pemex-Gas y Petroquímica Básica ("PGPB"); y
- Pemex-Petroquímica ("PPQ").

Las actividades estratégicas confiadas a PEP, PR y PGPB, sólo podrán realizarse por estos Organismos y no pueden ser delegadas ni subcontratadas.

Los Organismos Subsidiarios tienen los siguientes objetivos:

- I. PEP: exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;
- II. PR: procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados;
- III. PGPB: procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y derivados; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; y en adición al almacenamiento, transportación, distribución y comercialización de productos petroquímicos básicos; y
- IV. PPQ: procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Petróleos Mexicanos asignó a los Organismos Subsidiarios los activos y pasivos necesarios para que pudieran llevar a cabo sus actividades, integrando así su patrimonio inicial. Adicionalmente, les fue asignado el personal necesario para realizar sus operaciones, asumiendo los Organismos Subsidiarios todas las obligaciones laborales relativas a dicho personal. A la fecha de la asignación, no hubo cambios en los valores de los activos y pasivos asignados por Petróleos Mexicanos a los Organismos Subsidiarios.

En estos estados financieros consolidados, los nombres propios que no se definen aquí mismo, se entienden tal y como se conceptualizan en la Ley Reglamentaria o en la Ley de Petróleos Mexicanos.

En septiembre de 2009, se publicaron los Reglamentos de la Ley de Petróleos Mexicanos y a la Ley Reglamentaria. Estas nuevas disposiciones regulan la aplicación de la Ley de Petróleos Mexicanos y se refieren, entre otros, a la vigilancia de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, así como a la relación con el Gobierno Federal, respectivamente.

Además el 4 de septiembre de 2009, el Consejo de Administración aprobó el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos. Dicho estatuto entró en vigor a partir del 25 de septiembre de 2009 y fue modificado el 9 de agosto de 2010 (entrando en vigor el 10 de agosto de 2010), el 2 de agosto de 2011 (entrando en vigor el 3 de agosto de 2011) y el 23 de febrero de 2012 (entrando en vigor el 24 de febrero de 2012) establece la estructura, bases de organización y funciones de las unidades administrativas de Petróleos Mexicanos y delimita las atribuciones y regulaciones internas del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

La principal diferencia entre los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias (definidas más adelante) es que los Organismos Subsidiarios son Organismos descentralizados creados por el Gobierno Federal, mientras que las Compañías Subsidiarias son compañías que han sido creadas conforme a las leyes aplicables de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas, y son administradas como compañías privadas.

Para fines de estos estados financieros consolidados, “Compañías Subsidiarias” se definen como aquellas compañías que no son Organismos Subsidiarios pero en las cuales Petróleos Mexicanos tiene más de un 50% de participación y/o control efectivo (ver nota 3(b)).

Las “compañías no consolidadas”, son las entidades: (a) que no son Organismos Subsidiarios o Compañías Subsidiarias, y (b) en las que Petróleos Mexicanos tiene menos de un 50% de participación o que teniendo más del 50% de participación, no tiene control efectivo sobre las mismas (ver nota 3 (k)).

3 Resumen de políticas de contabilidad significativas

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la administración de PEMEX efectúe estimaciones y suposiciones que afectan los importes registrados de activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados, así como los importes registrados de ingresos y gastos durante el ejercicio. Los rubros importantes sujetos a estas estimaciones y suposiciones incluyen el valor en libros de pozos, ductos, inmuebles y equipos; las estimaciones de valuación de cuentas por cobrar, inventarios, deterioro, avance de obra y activos por impuestos diferidos; la valuación de instrumentos financieros y los pasivos relativos a beneficios a empleados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones y suposiciones.

Para propósitos de revelación en las notas a los estados financieros consolidados, cuando se hace referencia a pesos o “\$”, se trata de miles de pesos mexicanos, cuando se hace referencia a dólares americanos o US\$, se trata de miles de dólares de los Estados Unidos de América; cuando se hace referencia a yenes o “¥”, se trata de miles de yenes japoneses, cuando se hace referencia a euros o “€”, se trata de miles de euros, cuando se hace referencia a libras esterlinas o “£”, se trata de miles de libras esterlinas, cuando se hace referencia a francos suizos o “F”, se trata de miles de francos suizos y cuando se hace referencia a dólares canadienses o “CAD” se trata de miles de dólares canadienses. Los cambios en tasas, productos y precios no son presentados en miles.

Los estados financieros consolidados antes mencionados se presentan en moneda de informe peso mexicano, que es igual a la moneda de registro y a su moneda funcional.

Debido a que PEMEX es una empresa industrial, y atendiendo lo establecido en la NIF B-3 “Estado de Resultados”, presenta sus costos y gastos ordinarios con base en su función, lo cual permite conocer su margen de utilidad bruta.

A continuación se resumen las políticas de contabilidad más significativas:

(a) Efectos de la inflación en la información financiera

Los estados financieros consolidados que se acompañan fueron preparados de conformidad con las NIF mexicanas, en vigor a la fecha del Estado de Situación Financiera, los cuales debido a que PEMEX opera en un entorno económico no inflacionario, incluyen el reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera hasta el 31 de diciembre de 2007, con base en el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), determinado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) y publicado por el Banco de México. El porcentaje de inflación acumulado en los tres últimos ejercicios anuales, y los índices utilizados para determinar la inflación, se muestran a continuación:

31 de diciembre de	INPC ⁽¹⁾	Inflación	
		del Año	Acumulada
2011	103.551	3.82%	12.26%
2010	99.742	4.40%	15.19%
2009	95.536	3.57%	14.48%

(1) En 2011 el INEGI cambió la base anual para el cálculo del INPC, por lo que los índices de estos años fueron modificados para reflejar este cambio. Este cambio no modificó la inflación previamente reportada.

(b) Consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de Petróleos Mexicanos, de los Organismos Subsidiarios y de las Compañías Subsidiarias en las que ejerce control, incluyendo entidades con propósito específico. Los saldos y operaciones importantes entre interorganismos e intercompañías, se han eliminado en la preparación de los estados financieros consolidados. La consolidación se efectuó con base en los estados financieros de los Organismos Subsidiarios y de las Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Las Compañías Subsidiarias que se consolidan son: P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI CIM)(iii); P.M.I. Trading, Ltd. (PMI Trading)(iii); P.M.I. Holdings North América, Inc. (PMI HNA)(iii); P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. (HPE)(iii); P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV)(iii); P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA)(iii); Kot Insurance Company, AG. (KOT); Integrated Trade Systems, Inc. (ITS); P.M.I. Marine, Ltd. (PMI Mar)(iii); P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO)(iii); PEMEX Internacional España, S. A. (PMI SES)(iii); PEMEX Services Europe, Ltd. (PMI SUK)(iii); P.M.I. Services North América, Inc. (PMI SUS)(iii); Mex Gas International, Ltd. (MGAS); PEMEX Finance, Ltd. (FIN); el Master Trust (MT) (i); el Fideicomiso F/163 (MTN)(i) y RepCon Lux(ii).

(i) El objetivo principal del Master Trust y del Fideicomiso F/163 (los fideicomisos) consistía en llevar a cabo emisiones de bonos, así como la celebración de cualquier otro financiamiento para obtener recursos asignados a los Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS). Por lo anterior, los fideicomisos transfirieron durante 2009 todos los derechos y obligaciones previamente adquiridos, derivados de los financiamientos PIDIREGAS a PEMEX, quien los reconoció en forma directa como deuda pública. Por lo que a partir del 2009 los fideicomisos dejaron de actuar como un instrumento de captación. El 16 de agosto de 2011 Petróleos Mexicanos y el Bank of New York Mellon firmaron el Convenio de Extinción del Fideicomiso F/163 y el 20 de diciembre de 2011 se emitió el certificado de extinción por parte del Estado de Delaware para el Master Trust, por lo que al 31 de diciembre de 2011, ya no se incluyen los fideicomisos en la consolidación de los estados financieros de PEMEX.

(ii) El 28 de julio de 2009, RepCon Lux fue liquidada y disuelta formalmente de acuerdo con el acta correspondiente. Por lo que a partir de esa fecha ya no se considera para su consolidación en los estados financieros de PEMEX.

(iii) Compañía del “Grupo PMI”

(c) Conversión de estados financieros de operaciones extranjeras

Los estados financieros de operaciones extranjeras que se consolidan se convierten a la moneda de informe, identificando inicialmente si la moneda funcional y la de registro de la operación extranjera son diferentes y posteriormente se realiza la conversión de la moneda funcional a la de informe, utilizando para ello, el tipo de cambio histórico y/o el tipo de cambio de cierre del ejercicio y el índice de inflación del país de origen, dependiendo de si la información proviene de un entorno económico inflacionario.

(d) Efecto acumulado por conversión

Representa la diferencia que resulta de convertir las operaciones extranjeras, de su moneda funcional a la moneda de informe.

(e) Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen depósitos en cuentas bancarias, monedas extranjeras y otros similares de inmediata realización, así como el efectivo y equivalentes de efectivo que tienen ciertas limitaciones para su disponibilidad. A la fecha de los estados financieros consolidados, los intereses ganados y las utilidades o pérdidas en valuación se incluyen en los resultados del ejercicio, como parte del Resultado Integral de Financiamiento (RIF).

(f) Cuentas, documentos por cobrar y otros

Las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se presentan a su valor de realización, neto de la estimación para pérdidas en su recuperación. El valor

de realización de las cuentas por cobrar a largo plazo, en su caso, se determina considerando su valor presente. Adicionalmente los ingresos por intereses de cuentas por cobrar se reconocen conforme se devenguen, siempre y cuando su importe se pueda valorar confiablemente y su recuperación sea probable.

(g) Inventarios y costo de ventas

Los inventarios se valúan a su costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina con base en los elementos del costo de producción o adquisición (ver nota 7). El costo de los inventarios se asigna utilizando la fórmula de costos promedio. El valor neto de realización es el valor estimado de venta durante el curso normal del negocio, menos los costos de terminación y gastos estimados de venta (ver nota 3 (ab)-(i)).

El costo de ventas representa el costo de los inventarios al momento de la venta, incrementado, en su caso, por las reducciones en el valor neto de realización de los inventarios durante el ejercicio.

PEMEX registra las estimaciones necesarias para reconocer disminuciones en el valor de sus inventarios por obsolescencia y otras causas que indiquen que el aprovechamiento o realización de los artículos que forman parte del inventario resultara inferior al valor registrado.

Los anticipos a proveedores son reconocidos como parte del rubro de inventarios cuando los riesgos y beneficios han sido transferidos a PEMEX.

(h) Instrumentos financieros primarios

Los instrumentos financieros primarios, incluyen inversiones en títulos de deuda y de capital, y se clasifican de acuerdo con la intención que la administración les asigna al momento de su adquisición, ya sea en, i) títulos de deuda para conservar al vencimiento, ii) instrumentos financieros con fines de negociación e iii) instrumentos financieros disponibles para su venta. Inicialmente se reconocen a su costo de adquisición y posteriormente se valúan como se describe en los párrafos siguientes:

(i) Las inversiones y los títulos de deuda conservados a vencimiento se valúan a costo amortizado. La amortización de primas o descuentos se incluye dentro de la tasa de interés efectiva, utilizada para devengar los intereses provenientes de estos instrumentos. En caso de ser necesario las pérdidas en su valor en libros, atribuible a un deterioro crediticio, se reconocen en los resultados del ejercicio por parte del emisor.

(ii) Los instrumentos financieros con fines de negociación son aquellos adquiridos y mantenidos por la compañía para propósitos de venta en el corto plazo. Estos instrumentos son valuados a su valor razonable, el cual se asemeja a su valor de mercado que corresponde a la cantidad por la cual puede intercambiarse un activo financiero o liquidarse un pasivo financiero entre partes interesadas y dispuestas, en una transacción de libre competencia. Los cambios en el valor razonable de estos instrumentos se registran como pérdidas y ganancias dentro del estado de resultados.

(iii) Los instrumentos financieros disponibles para su venta son aquellas inversiones de deuda o capital que no son clasificadas como mantenidas a su vencimiento ni con fines de negociación. Los instrumentos financieros disponibles para su venta son valuados a su valor razonable. Los cambios en el valor razonable de estos instrumentos son reconocidos en el resultado integral como un componente del patrimonio. Los intereses devengados de los instrumentos financieros categorizados como disponibles para su venta se reconocen en resultados.

(i) Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los instrumentos financieros derivados (IFD) que se presentan en el Estado de Situación Financiera fueron valuados a su valor razonable, de acuerdo con las reglas establecidas en el Boletín C-10 “Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura” (ver nota 12). En el caso de derivados con fines

de negociación, los cambios en su valor razonable son llevados directamente al RIF; en el caso de los derivados formalmente designados y que califican como IFD con fines de cobertura, éstos son contabilizados siguiendo el modelo de contabilización de cobertura de valor razonable o el de flujo de efectivo, establecidos en el Boletín C-10.

(j) **Instrumentos financieros con características de pasivos, de capital o ambos**

Los instrumentos financieros emitidos por PEMEX con características de pasivo, de capital o de ambos, se reconocen desde su emisión como pasivo a su valor razonable, como instrumentos de capital o como ambos, dependiendo de los componentes que los integran. Los costos iniciales incurridos por la emisión de dichos instrumentos se asignan al pasivo y al capital contable en la misma proporción de los montos de sus componentes. Las pérdidas y ganancias relacionadas con componentes de instrumentos financieros clasificados como pasivos, se reconocen en el RIF. Las distribuciones de los rendimientos a los propietarios de componentes de instrumentos financieros clasificados como capital contable, se cargan directamente a una cuenta de patrimonio.

(k) **Inversión permanentes en acciones de compañías subsidiarias no consolidadas, asociadas y otras**

Las inversiones en acciones de compañías subsidiarias que no se consolidan se valúan por el método de participación, con base en los estados financieros de las compañías emisoras al 31 de diciembre de 2011 y 2010. Otras compañías subsidiarias y asociadas poco representativas se registraron al costo de adquisición y dada su poca importancia en relación con los activos totales e ingresos de PEMEX, no se consolidan ni se registran por el método de participación (ver nota 9).

(l) **Pozos, ductos, inmuebles y equipo**

Las inversiones en pozos, ductos, inmuebles y equipo, se registran al costo de adquisición o construcción, en el caso de pozos, se utiliza el método de Esfuerzos Exitosos (ver nota 3 (m) y nota 10).

De conformidad con lo establecido en la NIF D-6 “Capitalización del resultado integral de financiamiento”, durante el periodo de construcción se capitaliza como parte del costo de construcción de estos activos, el RIF que se encuentra directamente relacionado con el financiamiento de los mismos.

La depreciación se calcula a partir del mes siguiente al que entran en operación los activos, utilizando el método de línea recta, en función del valor actualizado de los activos y a tasas acordes con su vida útil estimada en avalúos preparados por valuadores independientes. La amortización de los pozos se determina en función de la vida comercial estimada del campo al que pertenecen, considerando la relación existente entre la producción de barriles de petróleo crudo equivalente del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo, determinadas al inicio del año, con actualizaciones trimestrales por nuevas inversiones de desarrollo. Para el caso particular de los campos de Burgos, se modificó a partir del ejercicio 2011 la política de amortización, considerando para tal efecto el total de reservas ajustadas por un factor de probabilidad de éxito. Lo anterior dadas las características particulares de sus yacimientos.

Las tasas de depreciación anual utilizadas por PEMEX son las que se muestran a continuación:

	%	Años
Plantas y equipo de perforación	3-5	33-20
Ductos y plataformas marinas	4	25
Edificios	3	33
Mobiliario y equipo, equipo de cómputo y programas	10-25	10-4
Equipo de transporte	4-20	25-5

Las pérdidas o ganancias generadas por la venta o disposición de activos fijos se reconocen en el resultado del ejercicio en que se incurrían.

Los gastos de mantenimiento y reparaciones menores se registran en los resultados cuando se incurrían.

El valor de estos activos está sujeto a una evaluación anual de deterioro (véase nota 3 (o) y nota 10).

(m) **Costos de exploración y perforación**

PEMEX por supletoriedad aplica el método contable de Esfuerzos Exitosos para el registro de los costos de exploración y perforación de pozos, de acuerdo con el Accounting Standard Codification 932 “Extractive Activities-Oil and Gas” emitido por el “United States Financial Accounting Standards Board”, a falta de lineamientos locales para la industria petrolera.

Los costos de exploración son cargados a los resultados conforme se incurrían, mientras que los gastos por la perforación de pozos exploratorios son alojados en el activo fijo en tanto se determina la existencia de reservas probadas. Los pozos de exploración con una antigüedad mayor a 12 meses son reconocidos como gasto, excepto cuando: (a) (i) se encuentren en un área que requiera de inversiones de capital mayores antes de que la producción pueda iniciar, (ii) se hayan descubierto cantidades de reservas que resulten comercialmente productivas, y (iii) estén sujetos a futuras actividades de exploración o valuación, bien sea porque se esté llevando a cabo la perforación de pozos exploratorios adicionales o está planeando hacerse en el futuro cercano, o (b) las reservas son identificadas como probadas dentro de los 12 meses siguientes a la terminación de la perforación exploratoria. Los costos por la perforación de pozos de desarrollo se capitalizan, sean estos exitosos o no.

La administración de PEMEX hace evaluaciones periódicas de las cantidades incluidas en el activo fijo para determinar si la capitalización inicial es apropiada y si ésta debe continuar. Los pozos de exploración capitalizados con antigüedad mayor a 12 meses están sujetos a una evaluación adicional en cuanto a si los hechos y circunstancias han cambiado y, por lo tanto, si las condiciones descritas en el párrafo anterior han dejado de existir.

n) **Retiro de activos**

Las obligaciones asociadas al retiro de activos distintos a pozos, se reconocen cuando se tienen obligaciones, ya sea legales o asumidas, relacionada con el retiro de componentes de propiedades, planta y equipo, en su caso, las mismas deben ser reconocidas utilizando la técnica del valor presente esperado; en el remoto caso de que no pueda determinarse una estimación confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para determinar la mejor estimación.

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, gas y petroquímicos no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indeterminado en el tiempo como resultado de mantenimientos y reparaciones mayores. En consecuencia, no se dispone de información para determinar razonablemente la fecha en que pudieran ser desincorporados y por ende, la obligación por retiro no es reconocida. (ver nota 3 (ab)).

(o) **Deterioro en el valor de los activos de larga duración y su disposición**

Los activos de larga duración están sujetos a una evaluación anual de deterioro, de conformidad con las disposiciones establecidas en el Boletín C-15 “Deterioro en el valor de los activos de larga duración y su disposición”. El valor de recuperación representa el monto de los ingresos netos potenciales que se espera razonablemente obtener como consecuencia de la utilización o realización de dichos activos.

Si se determina que el valor neto en libros excede el valor de recuperación, se registran las estimaciones necesarias, a fin de dejar contablemente valuado el activo a su valor de recuperación (ver nota 10).

(p) **Reserva para abandono de pozos**

Los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a los temporalmente cerrados, son reconocidos con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos, el costo total de abandono y desmantelamiento ha sido reconocido al final de cada periodo. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su valor presente (descontado). No se consideran valores de rescate debido a que estos históricamente no han existido. Estos costos son inicialmente capitalizados como parte del valor del pozo y se amortizan de acuerdo a la vida útil del campo (ver nota 10 (c)).

(q) **Arrendamientos**

De conformidad con lo establecido en el Boletín D-5 “Arrendamientos”, así como sus mejoras en 2011, PEMEX clasifica aquellos arrendamientos en donde asume sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo arrendado, independientemente de que se transfiera la propiedad o no, como arrendamientos capitalizables. Los demás arrendamientos se considerarán operativos.

Adicionalmente, cuando PEMEX suscribe un contrato, de acuerdo con lo establecido en la interpretación del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF 4) “Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento”, evalúa si ese contrato corresponde a, o contiene un arrendamiento.

(r) **Otros activos**

Los otros activos incluyen principalmente anticipos, documentos por cobrar a largo plazo, activos intangibles, y otros activos diferidos; los cuales se registran a su valor de adquisición o realización y en su caso, los activos intangibles se amortizan por el método de línea recta.

(s) **Provisiones**

Una provisión se reconoce, si como resultado de un evento pasado, PEMEX ha incurrido en una obligación legal o asumida que se pueda estimar de manera confiable y sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación. En los casos aplicables, se registran a su valor presente.

Efectos ambientales

En concordancia con las disposiciones legales y contables aplicables, se reconoce un pasivo cuando los costos son probables y pueden ser razonablemente estimados. Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según correspondan. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros son cargados a gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental, para la cual PEMEX tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo (ver nota 17 (a)).

(t) **Beneficios a los Empleados**

Los beneficios acumulados por pensiones, primas de antigüedad, otros beneficios al retiro y por terminación de la relación laboral por causa distinta de reestructuración, a que tienen derecho los empleados, se reconocen en los resultados como parte de las operaciones ordinarias, en el costo de ventas y/o en gastos generales según corresponda, con base en cálculos actuariales realizados por peritos independientes utilizando el método de crédito unitario proyectado (ver nota 13).

Los periodos de amortización de las partidas pendientes por amortizar son los siguientes:

Beneficios al retiro:

En 5 años máximo el pasivo de transición inicial y la carrera salarial;

En la Vida Laboral Promedio Remanente (VLPR) las modificaciones al plan y las ganancias / pérdidas actuariales del periodo.

Beneficios por terminación:

En 5 años máximo el pasivo de transición inicial y las modificaciones del plan;

En un año la carrera salarial; y

Reconocimiento inmediato de las ganancias / pérdidas actuariales.

Al 31 de diciembre de 2011, la vida laboral promedio remanente de los empleados que tienen derecho a los beneficios del plan es aproximadamente de 10 años.

El plan de otros beneficios al retiro incluye los servicios médicos para los jubilados y sus beneficiarios, así como ayudas otorgadas en efectivo para consumos de gas, gasolina y canasta básica. PEMEX incorpora el efecto de sus obligaciones laborales en estos estados financieros consolidados.

(u) **Impuestos y derechos federales**

PEMEX está sujeto a leyes especiales de impuestos, las cuales se basan principalmente en la producción e ingresos por venta de petróleo, gas y productos refinados. Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios no son sujetos de la Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR) ni del Impuesto Empresarial a Tasa Única (IETU) (ver nota 20).

Los impuestos diferidos se registran por el método de activos y pasivos con enfoque integral, el cual consiste en reconocer un impuesto diferido aplicando la tasa del Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP) y de impuesto sobre la renta (ISR), a las diferencias temporales entre los valores contables y fiscales de los activos y pasivos a la fecha de los estados financieros consolidados (ver nota 20 (k) y (m)).

(v) **Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)**

El IEPS retenido a los clientes es un impuesto sobre las ventas locales de gasolina y diesel. Las tasas aplicables dependen, entre otros factores, del producto, del precio productor, de los fletes, de las comisiones y de la región en que se vende cada producto (ver nota 20 (j)).

(w) **Pérdida integral**

La pérdida integral está representada por la pérdida neta del ejercicio, el efecto acumulado de conversión más los efectos por valuación de los instrumentos financieros designados de cobertura de flujo de efectivo así como por aquellas partidas que por disposición específica se reflejan en el patrimonio y no constituyen aportaciones, reducciones o distribuciones (ver nota 14).

(x) **Contingencias**

Las obligaciones o pérdidas importantes relacionadas con contingencias se reconocen cuando es probable que sus efectos se materialicen y existan elementos razonables para su cuantificación. Si no existen estos elementos razonables, se incluye su revelación en forma cualitativa en las notas a los estados financieros consolidados. Los ingresos, utilidades o activos contingentes se reconocen hasta el momento en que existe certeza de su realización (ver nota 17).

(y) Reconocimiento de los ingresos

Para todos los productos de exportación, el riesgo de pérdida y el título de propiedad se transfieren al momento del embarque, por lo que PEMEX registra los ingresos por ventas cuando los productos son embarcados a los clientes del extranjero. En el caso de algunas ventas nacionales en las cuales el cliente recibe el producto en las instalaciones de PEMEX, las ventas se registran cuando se recoge el producto. Para las ventas nacionales en las que PEMEX es responsable de la entrega del producto, el riesgo de pérdida y la propiedad se transfieren en el punto de entrega, y PEMEX registra los ingresos por ventas al momento de entrega del producto.

Los ingresos por servicios se reconocen una vez que existe el derecho de cobro sobre los mismos.

(z) Resultado integral de financiamiento (RIF)

El RIF incluye los intereses, las diferencias en cambios y los efectos de valuación de instrumentos financieros, deducidos de los importes capitalizados (ver nota 12).

Las operaciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente en las fechas de celebración o liquidación. Al cierre del periodo, los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se convierten en moneda nacional al tipo de cambio vigente a la fecha de los estados financieros consolidados. Las diferencias en cambios incurridas en relación con activos o pasivos contratados en moneda extranjera se llevan a los resultados del ejercicio.

(aa) Segmentos operativos

Un segmento operativo es un componente identificable de PEMEX que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos e incurrir en gastos, incluyendo aquellos ingresos y gastos relacionados con transacciones con otros componentes de la entidad y sobre los cuales PEMEX dispone de información financiera separada que es evaluada regularmente por la máxima autoridad en la toma de decisiones, para asignar recursos y evaluar el rendimiento del segmento.

(ab) Cambios contables

Las NIF, sus Interpretaciones (INIF) y mejoras, que se mencionan a continuación, emitidas por el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF) entraron en vigor para los ejercicios que se iniciaron a partir del 1o. de enero de 2011, especificando, en cada caso, su aplicación prospectiva o retrospectiva.

(i) Cambios contables

En diciembre 2010, el CINIF emitió las siguientes modificaciones:

NIF B-5 "Información financiera por segmentos"- Entró en vigor a partir del 1o. de enero de 2011, con efectos retrospectivos y, entre los principales cambios que establece en relación con el Boletín B-5 "Información financiera por segmentos" que sustituye, se encuentran:

- La información a revelar por segmento operativo es la utilizada regularmente por la alta dirección y no requiere que esté segregada en información primaria y secundaria, ni esté referida a segmentos identificados con base en productos o servicios (segmentos económicos), áreas geográficas, y grupos homogéneos de clientes. Adicionalmente, requiere revelar por la entidad en su conjunto, información sobre sus productos o servicios, áreas geográficas y principales clientes y proveedores.
- No requiere que las áreas de negocio de la entidad estén sujetas a riesgos distintos entre sí, para que puedan calificarse como segmentos operativos.
- Permite que las áreas de negocio en etapa preoperativa puedan ser catalogadas como segmentos operativos.

- Requiere revelar por segmentos y en forma separada, los ingresos y gastos por intereses, y los demás componentes del Resultado Integral de Financiamiento (RIF). En situaciones determinadas permite revelar los ingresos netos por intereses.
- Requiere revelar los importes de los pasivos incluidos en la información usual del segmento operativo que regularmente utiliza la alta dirección en la toma de decisiones de operación de la entidad.

Los efectos por la adopción de esta NIF, sólo generaron cambios en la revelación de la nota de información financiera por segmentos y no generó efectos contables por su aplicación. (ver nota 19).

NIF B-9 "Información financiera a fechas intermedias"- Entró en vigor el 1o. de enero de 2011, con aplicación retrospectiva. Los principales cambios en comparación con el Boletín B-9 "Información financiera intermedia", al que reemplaza, son los siguientes:

- Requiere que la información financiera intermedia, además del estado de situación financiera y el estado de resultados, incluya un estado financiero de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo comparativos y condensados y, para entidades sin propósitos de lucro, la presentación del estado de sus actividades se requiere de forma expresa.
- Establece que la información financiera presentada al final de un período intermedio debe ser presentada en forma comparativa con el período equivalente del año inmediato anterior y, en el caso del estado de situación financiera, también en comparación con su situación financiera a la fecha de fin de año inmediato anterior.
- Nueva terminología es incluida y definida.

PEMEX no tuvo efectos contables por la aplicación de esta norma.

NIF C-4 "Inventarios"- Entró en vigor a partir del 1o. de enero de 2011 con efectos retrospectivos, deja sin efecto el anterior Boletín C-4 "Inventarios", y establece las normas de valuación, presentación y revelación para el reconocimiento inicial y posterior de los inventarios en el estado de situación financiera, así como las normas para la valuación de los inventarios de prestadores de servicios. Los principales cambios son:

- Se eliminó el costeo directo como un sistema de valuación, adoptando el costeo absorbente.
- Establece que la modificación del costo de los inventarios debe hacerse únicamente sobre la base del valor neto de realización.
- Requiere que en los casos de adquisiciones de inventarios mediante pagos a plazo, la diferencia entre el precio de compra bajo condiciones normales de crédito y el importe pagado se reconozca como costo financiero durante el periodo de financiamiento y no sea considerado como parte del costo del inventario.
- Permite que, en determinadas circunstancias, las estimaciones de pérdidas por deterioro de inventarios que se hayan reconocido en un periodo anterior, se disminuyan o cancelen contra los resultados del periodo en el que ocurran esas modificaciones.
- Requiere que se reconozcan como inventarios los artículos cuyos riesgos y beneficios ya se hayan transferido a la entidad; por lo tanto, debe entenderse que los pagos anticipados no forman parte de los inventarios.

Los efectos contables resultantes de la aplicación inicial del costo absorbente fueron reconocidos de manera retrospectiva, afectando los estados financieros de 2010, como se muestra a continuación:

Al 31 de diciembre de 2010			
	Monto reportado previamente	Cambios contables	Monto ajustado
Estado de Situación Financiera			
Inventarios (nota 7)	38,037,560	2,481,306	40,518,866
Déficit de ejercicios anteriores	(352,491,797)	1,545,935	(350,945,862)
Pérdida neta del ejercicio	(47,462,608)	935,371	(46,527,237)
Estado de Resultados			
Costo de lo vendido	632,290,416	(935,371)	631,355,045

Al 1 de enero de 2010			
	Monto reportado previamente	Cambios contables	Monto ajustado
Estado de Situación Financiera			
Inventarios	36,903,080	1,545,935	38,449,015
Déficit de ejercicios anteriores	(257,829,779)	1,253,763	(256,576,016)
Pérdida neta del ejercicio	(94,662,018)	292,172	(94,369,846)
Estado de Resultados			
Costo de lo vendido	561,134,955	(292,172)	560,842,783

NIF C-5 "Pagos anticipados y otros activos" - Entró en vigor a partir del 1o. de enero de 2011 con efectos retrospectivos, deja sin efecto el anterior Boletín C-5 "Pagos Anticipados", e incluye principalmente los siguientes cambios:

- Los anticipos para la compra de inventarios (circulante) o inmuebles, maquinaria y equipo e intangibles (no circulante), entre otros, deben presentarse en el rubro de pagos anticipados, siempre y cuando no se transfiera aún a la entidad los beneficios y riesgos inherentes a los bienes que está por adquirir o a los servicios que está por recibir. Asimismo, los pagos anticipados deben presentarse en atención de la partida destino, ya sea en el circulante o en el no circulante.
- En el momento en que surge una pérdida por deterioro en el valor de los pagos anticipados, se requiere que se aplique al estado de resultados el importe que se considere no recuperable. Adicionalmente, en caso que se den las condiciones necesarias, el efecto del deterioro se puede revertir y registrar en el estado de resultados del período en que esto ocurra.
- Requiere revelar en notas a los estados financieros, entre otros aspectos, lo siguiente: el desglose, las políticas para su reconocimiento contable y las pérdidas por deterioro, así como su reversión.

PEMEX no tuvo efectos contables por la aplicación de esta norma.

NIF C-6 "Propiedades, planta y equipo"- Entró en vigor a partir del 1o. de enero de 2011, excepto por los cambios provenientes de la segregación en sus partes componentes de partidas de propiedades, planta y equipo que tengan una vida útil claramente distinta, que entrarán en vigor para aquellos ejercicios que inicien

a partir del 1o. de enero de 2012. Los cambios contables producidos por la aplicación inicial de esta NIF deben reconocerse en forma prospectiva. Entre los principales cambios en relación con el Boletín C-6 "Inmuebles, Maquinaria y Equipo" que sustituye, se incluyen los siguientes:

- Las propiedades, planta y equipo para desarrollar o mantener activos biológicos y de industrias extractivas forman parte del alcance de esta NIF.
- Incorpora el tratamiento del intercambio de activos en atención a la sustancia económica.
- Adiciona las bases para determinar el valor residual de un componente.
- Elimina la disposición de asignarse un valor determinado por avalúo a las propiedades, planta y equipo adquiridos sin costo alguno o a un costo inadecuado, reconociendo un superávit donado.
- Establece como obligatorio depreciar componentes que sean representativos de una partida de propiedades, planta y equipo, independientemente de depreciar el resto de la partida como si fuera un solo componente.
- Señala que cuando un componente esté sin utilizar debe continuar depreciándose, salvo que la depreciación se determine en función a la actividad.

Los efectos por la adopción de esta NIF, sólo generó cambios en la revelación de la nota de Pozos, ductos, inmuebles y equipo y no generó efectos contables por su aplicación. (ver nota 10).

NIF C-18 "Obligaciones asociadas con el retiro de propiedades, planta y equipo" Entró en vigor a partir del 1o. de enero de 2011 y comprende principalmente los siguientes, requisitos a considerarse para la valuación de las obligaciones asociadas con el retiro de un componente (Activo Fijo):

- Las obligaciones relacionadas con el retiro de activos deben ser reconocidas como una provisión que incremente el costo de adquisición del componente.
- Las obligaciones asociadas con el retiro de activos son estimadas utilizando el método de valor presente esperado de los flujos futuros de efectivo necesarios para dichas obligaciones.
- El uso de una tasa de descuento apropiada para determinar los flujos de efectivo futuros incorporando el costo del dinero y el riesgo de crédito de la entidad.
- Cómo reconocer contablemente los cambios en la valuación de estas obligaciones (provisiones) por revisiones a los flujos de efectivo, a la periodicidad para su liquidación y a la tasa de descuento apropiada a utilizar.
- Las revelaciones que una entidad debe presentar cuando tenga una obligación asociada con el retiro de un componente.

Los efectos por la adopción de esta NIF no generaron efectos contables por su aplicación.

(ii) Mejoras a las NIF 2011

En diciembre de 2010 el CINIF emitió el documento llamado "Mejoras a las NIF 2011", que contempla los siguientes cambios contables:

NIF B-1 "Cambios contables y corrección de errores"- Requiere la presentación del estado de situación financiera inicial cuando haya ajustes retrospectivos, así como la presentación en el estado de variaciones en el capital contable de los saldos iniciales previamente informados, los efectos de la aplicación retrospectiva y los saldos iniciales reformulados. Estas mejoras entraron en vigor para los ejercicios que se inicien a partir del 1o. de enero de 2011 y su aplicación es de forma retrospectiva.

NIF B-2 "Estado de flujos de efectivo"- Se elimina el requerimiento de presentar en el estado de flujos de efectivo el rubro "efectivo excedente para aplicar en actividades de financiamiento o, efectivo a obtener de actividades de financiamiento", dejándolo a nivel de recomendación. Esta mejora entró en vigor para los ejercicios que se inicien a partir del 1o. de enero de 2011 y su aplicación es de forma retrospectiva.

Boletín C-3 "Cuentas por cobrar"- Se establece el reconocimiento del ingreso por intereses de cuentas por cobrar conforme se devenguen, siempre y cuando su importe se pueda valorar confiablemente y su recuperación sea probable.

Asimismo se establece que no deben reconocerse ingresos por intereses de cuentas por cobrar consideradas de difícil recuperación. Estas mejoras entraron en vigor para los ejercicios que se inicien a partir del 1o. de enero de 2011 y su aplicación es de forma prospectiva.

Boletín C-10 "Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura"- Las mejoras a este Boletín entraron en vigor a partir del 1o. de enero de 2011 con aplicación retrospectiva e incluyen principalmente:

- Admite reconocer como cobertura, una transacción pronosticada intragrupo, sólo cuando las monedas funcionales de las partes relacionadas son diferentes entre sí.
- Establece la presentación del efecto del riesgo cubierto correspondiente a movimientos en la tasa de interés, cuando la posición cubierta es la porción de un portafolio.
- Requiere la presentación por separado de las cuentas de margen.
- En una relación de cobertura, permite designar una proporción del monto total del instrumento de cobertura, como el instrumento de cobertura; y establece la imposibilidad de designar una relación de cobertura por una porción de la vigencia del instrumento de cobertura.

Las mejoras a las NIF 2011, no generaron efectos contables.

(iii) Reclasificaciones

Para mejorar la claridad de la información financiera se efectuaron cambios en la presentación y agrupación de las partidas que integran los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, con el objeto de hacer comparable su presentación con los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011. Las principales reclasificaciones fueron en el rubro de otros ingresos, participación en los resultados de compañías subsidiarias no consolidadas y otras.

4 Posición en moneda extranjera

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los estados financieros consolidados de PEMEX incluyen activos y pasivos monetarios, denominados en moneda extranjera como se muestran a continuación:

31 de diciembre de 2011	Importe en moneda extranjera				Equivalente en pesos mexicanos
	Activos	Pasivos	Posición (pasiva)	Tipo de cambio	
Dólares americanos	14,797,438	(46,704,226)	(31,906,788)	13.9904	(446,388,727)
Yenes japoneses	-	(160,477,558)	(160,477,558)	0.18130	(29,094,581)
Libras esterlinas	247	(772,060)	(771,813)	21.7425	(16,781,144)
Euros	224,258	(4,746,768)	(4,522,510)	18.1595	(82,126,520)
Franco suizos	504,529	(1,008,541)	(504,012)	14.9199	(7,519,809)
Dólares canadienses	79	(106)	(27)	13.7228	(371)
Total posición pasiva, antes de coberturas cambiarias					\$ (581,911,152)
31 de diciembre de 2010					
Dólares americanos	14,175,680	(39,156,937)	(24,981,257)	12.3571	(308,695,891)
Yenes japoneses	-	(190,574,762)	(190,574,762)	0.1526	(29,081,709)
Libras esterlinas	3,380	(769,079)	(765,699)	19.3463	(14,813,443)
Euros	38,819	(3,721,879)	(3,683,060)	16.5733	(61,040,458)
Franco suizos	506,316	(1,008,516)	(502,200)	13.2757	(6,667,057)
Dólares canadienses	79	(5,597)	(5,518)	12.4354	(68,619)
Total posición pasiva, antes de coberturas cambiarias					\$ (420,367,177)

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2011 y 2010, PEMEX tiene instrumentos de cobertura contra riesgos cambiarios que se mencionan en la nota 12.

5 Efectivo y equivalentes de efectivo

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integran por:

	2011	2010
Efectivo y bancos	\$ 97,384,703	110,579,933
Inversiones disponibles a la vista	17,150,508	20,720,919
Efectivo restringido - Fondo para fines específicos ⁽¹⁾	2,564,900	2,286,227
Total de efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 117,100,111	133,587,079

(1) En 2004, Petróleos Mexicanos firmó un contrato (Fondo para Fines Específicos-Comisión Mercantil) con el Banco Santander, S. A. como comisionista, con la finalidad de manejar fondos transferidos por el Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios conforme a la Ley de Ingresos de la Federación. Estos fondos conforme a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, deben ser únicamente utilizados para trabajos de infraestructura en la exploración, la refinación y la producción de gas y productos petroquímicos, incrementando el patrimonio de Petróleos Mexicanos y sus Organismos subsidiarios.

6 Cuentas, documentos por cobrar y otros

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integran como se muestran a continuación:

	2011	2010
Clientes del extranjero ⁽¹⁾	\$ 61,402,274	39,398,026
Clientes del país ⁽¹⁾	48,783,438	35,412,605
IEPS negativo pendiente de acreditar (nota 20) ⁽¹⁾	19,665,432	6,031,103
Anticipo de impuestos	9,321,409	16,585,577
Deudores diversos	7,951,295	10,573,269
Funcionarios y empleados	4,623,555	4,525,102
Siniestros ⁽²⁾	2,627,112	8,037,264
Anticipo de proveedores	1,830,758	1,628,580
Otras cuentas por cobrar	104,798	252,710
	156,310,071	122,444,236
Menos estimación para cuentas de dudosa recuperación	1,651,402	1,556,853
Total de cuentas, documentos por cobrar y otros	\$ 154,658,669	120,887,383

Las variaciones se deben principalmente a:

(1) Incremento en el precio de los productos petrolíferos.

(2) Cancelación de cuentas por cobrar a aseguradoras, debido a su incobrabilidad.

7 Inventarios

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integran como sigue:

	2011	2010 (nota 3 (ab)-(i))
Petróleo crudo, productos refinados, derivados y petroquímicos	\$ 39,264,871	35,219,676
Materiales y accesorios en almacenes	6,173,621	5,862,570
Materiales y productos en tránsito	268,872	220,479
	45,707,364	41,302,725
Menos estimación para lento movimiento y obsoletos	1,554,902	783,859
	\$ 44,152,462	40,518,866

8 Inversión disponible para su venta

Durante 2011, se adquirieron 57,204,240 de acciones en Repsol YPF S.A. (Repsol) con un costo de \$20,783,820. Estas acciones fueron adquiridas a través de PMI HBV, a través de las cuales PEMEX obtuvo participación directa jurídica y económica de estas acciones por aproximadamente el 4.69% del patrimonio de Repsol. Además, desde 2008, PEMEX ha suscrito y renovado equity swaps con instituciones financieras sobre 58,679,799 acciones

de Repsol por las que PEMEX ha obtenido los derechos económicos y de voto adicionales (aproximadamente el 4.80% del patrimonio de Repsol) (ver nota 12 (v)). Por lo que la tenencia accionaria de PEMEX sobre las acciones de Repsol, junto con los derechos económicos y de voto adquiridas a través de los equity swaps mencionados anteriormente, incrementaron el derecho económico y de voto en Repsol a 9.49%. Adicionalmente, PEMEX mantiene una acción de Repsol a través de PMI SES.

Al 31 de diciembre de 2011, el valor de mercado de las 57,204,240 acciones fue de \$24,655,980 por lo que el efecto favorable de la valuación a valor razonable de la inversión fue por \$3,872,160 y se registró en la utilidad integral acumulada dentro del patrimonio. Adicionalmente, PEMEX recibió dividendos por \$599,907, reconocido en el rubro de otros ingresos.

Al 31 de diciembre de 2010 no existían inversiones disponibles para su venta.

9 Inversiones permanentes en acciones de compañías subsidiarias no consolidadas, asociadas y otras

Las inversiones permanentes en acciones de subsidiarias no consolidadas, asociadas y otras, se contabilizan a través del método de participación y se integran como se muestra a continuación:

	Porcentaje de participación	Valor al 31 de diciembre de	
		2011	2010
Deer Park Refining Limited ⁽¹⁾	50.00%	6,576,416	6,749,297
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	50.00%	3,252,693	2,585,866
Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V.	100.00%	1,387,192	1,436,613
Otras – Neto		1,697,063	344,304
Total de la inversión		\$ 12,913,364	11,116,080

(1) PMI NASA tiene una coinversión al 50% con Shell Oil Company para la operación de una refinería ubicada en Deer Park, Texas.

Participación en los resultados de subsidiarias no consolidadas, asociadas y otras:	Valor al 31 de diciembre de		
	2011	2010	2009
Deer Park Refining Limited	\$ (68,651)	923,129	(1,363,510)
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	221,148	347,979	402,871
Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V.	(49,421)	51,859	72,023
Terrenos para Industrias, S. A.	(788,109)	(43)	24
Otros	(111,365)	217,764	121,364
Total de la participación en la inversión	\$ (796,398)	1,540,688	(767,228)

10 Pozos, ductos, inmuebles y equipo

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, existieron los siguientes movimientos en pozos, ductos, inmuebles y equipo

	Plantas	Equipo de perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marinas	Mobiliaria y Equipo	Equipo de Transporte	Obras en construcción	Terrenos	Activos Fijos Improductivos	Total de activo
INVERSIÓN												
Saldos al 1 de Enero 2010	423,699,655	25,713,299	308,025,098	678,534,523	55,713,562	189,729,705	39,587,111	18,437,579	111,552,872	39,696,348	1,035,243	1,891,724,995
Adiciones	27,434,787	1,384,900	10,639,264	122,417,302	2,042,644	15,806,565	3,021,039	500,794	23,488,587	1,821,959	29,529	208,587,370
Pozos no exitosos	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,276,181	-	-	(5,276,181)
Retiros o bajas	(6,541,896)	(681,478)	(234,161)	-	(166,236)	-	(481,099)	(180,247)	(951,338)	(277,010)	41,213	(9,472,252)
Deterioro	-	-	-	(11,689,832)	-	-	-	-	-	-	-	(11,689,832)
Reversa de deterioro	-	-	-	1,731,229	-	-	-	-	-	-	-	1,731,229
Saldos al 31 de diciembre de 2010	444,592,546	26,416,721	318,430,201	790,993,222	57,589,970	205,536,270	42,127,051	18,758,126	128,813,940	41,241,297	1,105,985	2,075,605,329
Adiciones	43,304,327	893,261	11,487,532	92,823,859	3,391,129	12,027,598	4,724,091	3,621,456	14,772,393	343,561	1,174,778	188,563,985
Pozos no exitosos	-	-	-	-	-	-	-	-	(7,886,262)	-	-	(7,886,262)
Retiros o bajas	(10,415,016)	-	(1,151,289)	-	(216,030)	-	(535,193)	(2,064,241)	-	(138,781)	(373,016)	(14,893,566)
Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversa de deterioro	-	-	-	11,689,832	-	-	-	-	-	-	-	11,689,832
Saldos al 31 de diciembre de 2011	477,481,857	27,309,982	328,766,444	895,506,913	60,765,069	217,563,868	46,315,949	20,315,341	135,700,071	41,446,077	1,907,747	2,253,079,318
DEPRECIACIÓN ACUMULADA												
Saldos al 1 de Enero 2010	(226,111,015)	(18,325,912)	(169,721,556)	(381,739,906)	(30,707,770)	(58,438,841)	(26,954,970)	(12,133,525)	-	-	-	(924,133,495)
Adiciones	(14,424,415)	(785,501)	(7,445,578)	(61,655,112)	(1,379,606)	(7,271,620)	(2,521,438)	(998,511)	-	-	-	(96,481,781)
Retiros o bajas	5,498,456	-	172,508	-	96,785	-	456,520	173,579	-	-	-	6,397,848
Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversa de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al 31 de diciembre de 2010	(235,036,974)	(19,111,413)	(176,994,626)	(443,395,018)	(31,990,591)	(65,710,461)	(29,019,888)	(12,958,457)	-	-	-	(1,014,217,428)
Adiciones	(15,780,532)	(922,672)	(7,591,292)	(56,495,158)	(1,413,610)	(7,909,708)	(2,730,002)	(1,030,756)	-	-	-	(93,873,730)
Retiros o bajas	8,104,094	-	669,495	-	156,772	-	510,219	1,956,228	-	-	-	11,396,808
Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversa de deterioro	-	-	-	(3,789,288)	-	-	-	-	-	-	-	(3,789,288)
Saldos al 31 de diciembre de 2011	(242,713,412)	(20,034,085)	(183,916,423)	(503,679,464)	(33,247,429)	(73,620,169)	(31,239,671)	(12,032,985)	-	-	-	(1,100,483,638)
Pozos, ductos, inmuebles y equipo Neto 2010	209,555,572	7,305,308	141,435,575	347,598,204	25,599,379	139,825,809	13,107,163	5,799,669	128,813,940	41,241,297	1,105,985	1,061,387,901
Pozos, ductos, inmuebles y equipo Neto 2011	234,768,445	7,275,897	144,850,021	391,827,449	27,517,640	143,943,699	15,076,278	8,282,356	135,700,071	41,446,077	1,907,747	1,152,595,680

- a. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el RIF identificado con activos fijos que se encontraban en etapa de construcción o instalación y que fue capitalizado como parte del valor de los activos fijos, fue de \$5,634,981 y \$564,691, respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 reconocidas en los costos y gastos de operación, ascendieron a \$97,753,018, \$96,481,781 y \$76,890,687, respectivamente, las cuales incluyen \$2,966,836, \$1,495,310 y \$1,648,884, respectivamente, de costos de abandono y desmantelamiento.
- c. Por lo que se refiere a la reserva para abandono de pozos (taconamiento y desmantelamiento) al 31 de diciembre de 2011 y 2010 ésta asciende a \$42,507,002 y \$37,698,629, respectivamente y se presenta como una reserva operativa de pasivo a largo plazo.
- d. Derivado del análisis de las condiciones existentes en el proyecto integral Burgos así como de la composición de sus reservas, al 31 de diciembre de 2011 el valor de uso del proyecto se favoreció, lo que permitió la reversión en el año actual del deterioro registrado en 2010 por \$11,689,832. Por otra parte, en el ejercicio de 2010 el activo Integral Holok Temoa inició la delimitación del proyecto Lakash en áreas con posibilidades de desarrollo, lo que favoreció las condiciones económicas del proyecto, y permitió la reversión del deterioro registrado en 2009 por \$1,731,229. Durante el ejercicio de 2011, no se reconoció deterioro.

11 Deuda

El Consejo de Administración de PEMEX aprueba los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos para el ejercicio fiscal respectivo de conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento, los cuales son elaborados de acuerdo con lo establecido en los lineamientos sobre las características de endeudamiento de PEMEX para el ejercicio fiscal respectivo aprobados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Las operaciones significativas de financiamiento durante 2011, se presentan en la siguiente hoja.

- a) Durante el periodo del 1o. de enero al 31 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo US\$1,081,805 provenientes de créditos directos o líneas garantizadas por agencias de crédito a la exportación.
- b) El 24 de febrero de 2011, Petróleos Mexicanos hizo una última disposición por \$3,750,000, dentro de la línea de crédito revolvente a tasa variable contratada en septiembre de 2009 y con vencimiento en agosto de 2011.
- c) El 15 de marzo de 2011, Petróleos Mexicanos realizó una operación en el mercado mexicano por \$10,000,000 con vencimiento en 2016 y cupón de Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) a 28 días más 0.21 puntos base. Dicha emisión se realizó bajo el Programa Dual de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$140,000,000 o su equivalente en Unidades de Inversión (UDI). La emisión total cuenta con la garantía de PEP, PGPB y PR.
- d) El 11 de mayo de 2011, PMI NASA obtuvo un préstamo bancario de US\$39,000 con vencimiento el 11 de mayo de 2021, a una tasa variable. Al 31 de diciembre de 2011 el saldo del crédito asciende a US\$37,245.
- e) El 16 de mayo de 2011, PMI Trading obtuvo un préstamo bancario por \$2,352,000 con vencimiento el 16 de junio de 2011.
- f) El 2 de junio de 2011, Petróleos Mexicanos emitió bonos por un monto de US\$1,250,000 a una tasa del 6.50% con vencimiento en 2041 bajo el Programa de US\$22,000,000 Notas a Mediano Plazo, Serie C. Los bonos están garantizados por PEP, PGPB y PR.

- g) El 26 de julio de 2011, Petróleos Mexicanos emitió notas por el monto de US\$1,000,000 a una tasa del 5.50% con vencimiento en 2021, y que fue una reapertura de las notas emitidas el 21 de julio de 2010 bajo el Programa de US\$22,000,000 Notas a Mediano Plazo, Serie C. Las notas están garantizados por PEP, PGPB y PR.
- h) Durante 2011, PMI Trading obtuvo y pagó US\$2,689,000 de su línea de crédito revolvente sindicada con varios bancos y Credit Agricole CIB como banco agente administrador. El objeto de esta línea de crédito es financiar las actividades de comercio de PMI Trading. Al 31 de diciembre de 2011 no se tiene adeudo de esta línea de crédito.
- i) El 15 de junio de 2011, PMI HBV obtuvo una nueva línea de crédito sindicado revolvente por US\$1,000,000, con varios bancos y Credit Agricole CIB como banco agente administrador. Durante 2011, PMI HBV obtuvo US\$3,133,000 de esta línea de crédito y realizó pagos por US\$2,383,000. Al 31 de diciembre de 2011, el saldo de dicho crédito asciende a US\$750,000.
- j) El 1o. de septiembre de 2011, PMI HBV, obtuvo un préstamo por un monto equivalente a € 799,252, mismo que se utilizó para financiar una parte de la adquisición de las acciones de Repsol. Este financiamiento amortiza en montos iguales a lo largo de los años 2012, 2013 y 2014, pagando una tasa de interés igual a Euribor con vencimiento a 6 meses, más una sobretasa de 536.772 puntos base. Esta deuda cuenta con la garantía de las acciones de Repsol adquiridas (ver nota 8).

El costo de financiamiento incluye el pago de las primas de las opciones a las que se hace referencia en la nota 12 (v).

- k) El 9 de septiembre de 2011, PMI HBV, obtuvo un préstamo bancario por \$50,000 con vencimiento el 8 de noviembre de 2011 con una tasa del 4.91%.
- l) El 12 de septiembre de 2011, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) autorizó a Petróleos Mexicanos la ampliación del Programa Dual de Certificados Bursátiles de la Emisora, de \$140,000,000 o su equivalente en UDI hasta \$200,000,000 o su equivalente en UDI.
- m) Petróleos Mexicanos realizó enmiendas a la línea de crédito sindicada por US\$2,000,000 y a la línea de crédito sindicada revolvente por un monto de US\$1,250,000, ambas contratadas el 18 de noviembre de 2010, para reducir la sobretasa sobre London Interbank Offered Rate (LIBOR). De igual forma, Pemex realizó una enmienda adicional a la línea de crédito revolvente para reducir las comisiones de compromiso "commitment fees". Dichas enmiendas entraron en vigor a partir del 14 de septiembre de 2011. Durante 2011, Petróleos Mexicanos no dispuso de ningún monto bajo la línea de crédito sindicada revolvente. Al 31 de diciembre de 2011, no se tiene ningún adeudo bajo la línea de crédito sindicada revolvente. Bajo la línea de crédito sindicada existe un saldo por US\$2,000,000 (dispuestos en 2010).
- n) El 3 de octubre de 2011, Petróleos Mexicanos bajo el Programa Dual de Certificados Bursátiles por un monto de hasta \$200,000,000 o su equivalente en UDI, emitió aproximadamente \$9,999,999 en dos tramos: uno por \$7,000,000 a tasa variable y con vencimiento en 2017 y otro por 653,381 miles de UDI, con cupón semestral de 3.55% y vencimiento en 2021, los cuales se convirtieron a un tipo de cambio de 4.591503 pesos por UDI. La emisión total cuenta con la garantía de PEP, PGPB y PR.
- o) El 18 de octubre de 2011, Petróleos Mexicanos emitió bonos por un monto de US\$1,250,000 a una tasa del 6.50% con vencimiento en 2041 bajo el Programa de US\$22,000,000 Notas a Mediano Plazo, Serie C. Es reapertura de la emisión del 2 de junio de 2011. Los bonos están garantizados por PEP; PGPB y PR.
- p) El 7 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos, con base en el Programa Dual de Certificados Bursátiles por un monto de hasta \$200,000,000 o su equivalente en UDI, realizó una emisión por \$10,000,000 a una tasa de interés de 7.650% y con fecha

de vencimiento en 2021. La emisión consistió de una oferta pública de Certificados Bursátiles fuera de México por \$7,000,000 bajo el formato de Global Depositary Notes ("GDNs") y una oferta pública de Certificados Bursátiles en México por \$3,000,000 no representados por GDNs. La emisión total cuenta con la garantía de PEP, PGPB y PR.

- q) El 29 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito bilateral por un monto de US\$200,000 a tasa variable con vencimiento en 2016.
- r) El 29 de diciembre de 2011, Petróleos Mexicanos obtuvo en el mercado nacional un crédito directo por \$7,000,000 con vencimiento en 2016. Al 31 de diciembre de 2011, el saldo de dicho crédito asciende a \$3,500,000.

Durante 2010, las operaciones significativas de financiamiento fueron las siguientes:

- a) Durante el período del 1o. de enero al 31 de diciembre de 2010, Petróleos Mexicanos obtuvo US\$2,996,922 provenientes de créditos directos o líneas garantizadas por agencias de crédito a la exportación.
- b) El 7 de enero de 2010 Petróleos Mexicanos obtuvo en el mercado nacional un crédito directo por \$3,750,000 a tasa variable con vencimiento final en septiembre de 2011.
- c) El 5 de febrero de 2010, Petróleos Mexicanos emitió notas por un monto de US\$1,000,000 a una tasa del 6.00% con vencimiento en 2020 bajo el Programa de US\$12,000,000 Notas a Mediano Plazo, Serie C. Las notas están garantizadas por PEP, PR y PGPB.
- d) El 8 de febrero de 2010, Petróleos Mexicanos, bajo su Programa Dual de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$140,000,000 o su equivalente en UDI, emitió aproximadamente \$14,999,999 en tres tramos: uno por \$7,959,779 a tasa variable y con vencimiento en 2015; otro por \$5,000,000 a tasa fija y con vencimiento en 2020 y el tercero por 465,236 miles de UDI con cupón semestral de 4.2% y vencimiento en 2020 y los cuales se convirtieron a un tipo de cambio de 4.385347 pesos por UDI.
- e) El 26 de febrero de 2010, Petróleos Mexicanos emitió notas por 150,000 de Francos Suizos con vencimiento en 2014 y cupón anual de 3.5% que fue una reapertura del bono emitido el 13 de octubre de 2009 del Programa de US\$12,000,000 Notas a Mediano Plazo, Serie C. Las notas están garantizadas por PEP; PGPB y PR.
- f) El 17 de mayo de 2010, Petróleos Mexicanos con base en el Programa Dual de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$140,000,000 o su equivalente en UDI, emitió aproximadamente \$14,999,999 en tres tramos: uno por \$8,500,000 a tasa variable, con vencimiento en 2014; otro por \$5,000,000 con cupón semestral de 9.1% y vencimiento en 2020; y el tercero por 337,671 miles de UDI con cupón semestral de 4.2%, vencimiento en 2020 y los cuales se convirtieron a un tipo de cambio de 4.442195 pesos por UDI; los dos últimos siendo una reapertura de la emisión del 8 de febrero de 2010.

- g) El 24 de junio de 2010, Petróleos Mexicanos obtuvo US\$990,000 de la línea de crédito revolvente contratada en 2007.
- h) El 21 de julio de 2010, Petróleos Mexicanos emitió notas por un monto de US\$2,000,000 a una tasa del 5.50% con vencimiento en 2021 bajo el Programa de US\$12,000,000 Notas a Mediano Plazo, Serie C. Las notas están garantizadas por PEP, PGPB y PR.
- i) El 30 de agosto de 2010, Petróleos Mexicanos emitió bonos por un monto de US\$1,000,000 a una tasa del 6.625% con vencimiento en 2035, bajo el Programa de US\$12,000,000 Notas a Mediano Plazo, Serie C. Los bonos están garantizados por PEP, PGPB y PR. Esta emisión es una reapertura del bono emitido el 8 de junio de 2005.
- j) El 28 de septiembre de 2010, Petróleos Mexicanos emitió un bono perpetuo por US\$750,000 a una tasa del 6.625% y cupón trimestral, bajo el Programa de \$12,000,000 Notas a Mediano Plazo, Serie C. El bono está garantizado por PEP, PGPB y PR.
- k) El 20 de octubre de 2010, Petróleos Mexicanos emitió un bono perpetuo por US\$250,000 a una tasa del 6.625% y cupón trimestral, bajo el Programa de \$12,000,000 Notas a Mediano Plazo, Serie C. El bono está garantizado por PEP, PGPB y PR. Esta emisión es una reapertura del bono emitido el 28 de septiembre de 2010.
- l) El 18 de noviembre de 2010, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito sindicada por la cantidad de US\$2,000,000 con vencimiento en 2016, con tasa de interés flotante vinculada a LIBOR. El 10 de diciembre de 2010 se dispuso de dicha línea de crédito en su totalidad.
- m) El 18 de noviembre de 2010, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de US\$1,250,000 a tasa variable con vencimiento en 2013 y con posibilidad de solicitar su extensión hasta en dos ocasiones por periodos de un año.
- n) En enero de 2010, PMI Trading celebró un nuevo crédito sindicado con la banca internacional. El "Administrative Agent" es Credit Agricole CIB (antes Calyon, Societé Anonyme). Esta línea de crédito por US\$500,000 estuvo destinada al apoyo de las transacciones comerciales de PMI Trading. Durante 2010, PMI Trading dispuso de US\$4,885,000 aunque el adeudo máximo en el año fue de US\$450,000. Al 31 de diciembre de 2010 no se tiene adeudo de esta línea.

Algunos contratos de financiamiento establecen ciertas obligaciones de hacer y no hacer, entre las que destacan, no vender, gravar o disponer de ciertos activos esenciales para las operaciones del negocio, así como, no contraer pasivos directos o contingentes o cualquier adeudo de índole contractual relacionado con estos activos, sujeto a ciertas excepciones. Al 31 de diciembre de 2011 y a la fecha de emisión de los estados financieros PEMEX no ha incurrido en incumplimientos relacionados con los contratos de financiamiento vigentes.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la deuda documentada se integra como se muestra en la siguiente hoja.

	Tasa de interés ⁽¹⁾	Vencimiento	31 de diciembre de 2011		31 de diciembre de 2010	
			Moneda nacional	Moneda extranjera	Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares americanos:						
Bonos	Tasa fija de 4.875% a 9.5% y Libor más 0.6%	Varios hasta 2042	\$ 271,044,468	19,373,604	199,274,719	16,126,334
Crédito al Comprador y Financiamiento de proyectos	Libor más 0.125% a 0.5% Tasa fija de 2.45% a 6.64% Libor más 1.71%	Varios hasta 2022	120,546,152	8,616,348	111,907,372	9,056,119
Crédito directo	Tasa fija de 5.44% y Libor más 1% a 1.9%	Varios hasta 2018	4,896,640	350,000	2,224,278	180,000
Crédito sindicado	Libor más 0.475% y 1.5%	Varios hasta 2016	66,454,400	4,750,000	77,231,875	6,250,000
Préstamos bancarios	Libor más 1.88%	En 2021	521,073	37,245	-	-
Arrendamiento financiero ⁽²⁾	Tasa fija 1.99%	En 2019	3,405,929	243,448	3,345,720	270,753
Total en dólares			466,868,662	33,370,645	393,983,964	31,883,206
En euros:						
Bonos	Tasa fija de 5.5% a 6.375%	Varios hasta 2025	64,466,225	3,550,000	58,835,215	3,550,000
Crédito Garantizado	Euribor 5.37%	En 2014	25,022,985	1,377,956	-	-
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	En 2016	2,496	137	3,155	190
Total en euros			89,491,706	4,928,093	58,838,370	3,550,190
En yenes japoneses:						
Créditos directos	Libor Yen más 0.71%	En 2014	3,798,236	20,950,000	6,393,940	41,900,000
Bonos	Tasa fija de 3.5% y libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2023	17,042,200	94,000,000	14,344,400	94,000,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.9079% y Prime Yenes de 1% a 2%	Varios hasta 2017	8,159,010	45,002,814	8,250,194	54,064,178
Total en yenes			28,999,446	159,952,814	28,988,534	189,964,178
En pesos:						
Certificados Bursátiles	Certificados de la Tesorería de la Federación (Cetes) más 0.57% TIIE menos 0.07% a 0.9% y tasa fija de 7.65% y 9.91%	Varios hasta 2021	105,447,180		83,947,180	
Crédito directo	Tasa fija de 10.55% a 11% y TIIE más 0.48% a 2.4%	Varios hasta 2016	11,966,667		28,050,000	
Total en pesos			117,413,847		111,997,180	
			702,773,661		593,808,048	
En Unidades de Inversión:						
Certificados Bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.55% a 4.2%	Varios hasta 2021	21,438,199		17,726,749	
Otras monedas:						
Bonos	Tasa fija 3.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	23,766,825		21,147,577	
Total del principal en moneda nacional⁽³⁾			747,978,685		632,682,374	
Más:						
Intereses devengados			8,607,968		7,389,746	
Documentos por pagar a contratistas ⁽⁴⁾			26,185,906		24,653,294	
Total principal e intereses de la deuda			782,772,559		664,725,414	
Menos:						
Vencimiento a corto plazo de la deuda			88,750,378		70,781,637	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo ⁽⁴⁾			13,139,103		11,383,234	
Intereses devengados			8,607,968		7,389,746	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			110,497,449		89,554,617	
Deuda a largo plazo			\$ 672,275,110		575,170,797	

	2012	2013	2014	2015	2016	2017 en Adelante	Total
Vencimientos del Total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 110,497,449	86,572,346	66,961,000	62,392,268	80,618,428	375,731,068	782,772,559

1) Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, las tasas eran las que siguen: LIBOR 0.8085% y 0.45594%, respectivamente; Prima en yenes 1.475% y 1.475%, respectivamente; TIIE a 28 días 4.79% y 4.875%, respectivamente; TIIE a 91 días 4.795% y 4.96%, respectivamente; Cetes a 28 días 4.31% y 4.45%, respectivamente; Cetes a 91 días 4.49% y 4.58% respectivamente; Cetes a 182 días 4.55 % y 4.71%, respectivamente.

2) Durante 2008, PEMEX contrató pasivos por arrendamiento capitalizable de buque tanques, que expiran en diferentes fechas durante los siguientes 10 años.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los activos adquiridos a través de arrendamiento capitalizable se integran como se menciona a continuación:

	2011	2010
Inversión en buque tanques	\$ 3,075,142	3,075,142
Menos depreciación acumulada	390,117	267,111
	\$ 2,685,025	2,808,031

El pasivo por los activos antes mencionados es pagadero en los años que terminan el 31 de diciembre, como se muestra a continuación:

Año	Miles de pesos	
	Pesos	US\$
2012	\$ 621,680	44,436
2013	621,680	44,436
2014	621,680	44,436
2015	621,680	44,436
2016	621,680	44,436
2017 y posteriores	1,168,624	83,531
	4,277,024	305,711
Menos intereses no devengados a corto plazo	215,308	15,389
Menos intereses no devengados a largo plazo	655,787	46,874
Total arrendamiento capitalizable	3,405,929	243,448
Menos porción circulante de arrendamiento	406,372	29,046
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	\$ 2,999,557	214,402

El gasto por intereses sobre arrendamiento capitalizable, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2011 y 2010, fue de \$224,983 y \$219,257.

3) Incluye financiamientos obtenidos de bancos extranjeros por \$603,160,398 y \$498,585,732, al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

4) Los documentos por pagar a contratistas, se incluyen en el rubro de deuda a corto y largo plazo y se detallan como se muestra a continuación:

	2011	2010
Total documentos por pagar a contratistas	\$ 26,185,906	24,653,294
Menos porción circulante de documentos por pagar a contratistas	13,139,103	11,383,234
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	\$ 13,046,803	13,270,060

PEMEX tiene celebrados Contratos de Obra Pública Financiada ("COPF") (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hidrocarburos y las obras ejecutadas son propiedad de PEP. En los COPF el contratista administra y mantiene la ejecución de las obras a su propio costo, las cuales se clasifican en desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el saldo pendiente de pago era de \$22,415,338 y \$20,958,659, respectivamente.

Durante el ejercicio 2007, se adquirió un buque tanque denominado FPSO (Floating Process Storage and Outloading). La inversión en dicho buque tanque es de US\$723,575. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el saldo era de \$3,770,568 (US\$269,511) y \$3,694,635 (US\$298,989), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

Año	US\$
2012	25,267
2013	25,267
2014	25,267
2015	25,267
2016	25,267
2017 y posteriores	143,176
Total	US\$ 269,511

12 Instrumentos financieros derivados (IFD)

PEMEX enfrenta riesgos de mercado originados por la volatilidad de los precios de hidrocarburos, tipos de cambio y tasas de interés.

Con el objetivo de supervisar y controlar estos riesgos, PEMEX ha desarrollado un marco normativo en materia de administración de riesgos de mercado compuesto de políticas y lineamientos a través de los cuales se promueve un esquema integral de administración de riesgos, se regula el uso de IFD y se formulan las directrices para el desarrollo de esquemas de cobertura y estimación de límites de riesgo.

La normatividad en materia de administración de riesgos de PEMEX señala que los IFD deben ser utilizados con fines de cobertura, aunque desde una perspectiva contable no todos sean designados o cumplan con los requisitos para recibir el tratamiento especial de contabilidad de coberturas. En otro caso, la contratación de los IFD debe ser aprobada conforme a la normatividad vigente.

PEMEX tiene como estrategia minimizar el impacto proveniente de los factores de riesgo de mercado en sus resultados financieros, procurando promover que la estructura de sus pasivos sea consistente con el patrón esperado de los flujos operativos.

Finalmente, el Grupo PMI (nota 3 (b)) ha implementado un marco normativo en materia de administración de riesgos que incluye procedimientos e instructivos que garantizan la aplicación de los controles necesarios de acuerdo a las mejores prácticas de la industria, incluyendo la generación de un reporte periódico sobre la cartera en riesgo a los tomadores de decisiones y al Grupo Directivo. Asimismo, el Grupo PMI cuenta con un subcomité de administración de riesgos que supervisa las operaciones con IFD.

(i) Riesgo de contraparte o de crédito, asociado a la contratación de instrumentos financieros derivados

Cuando el valor razonable de los IFD a cierta fecha es favorable para PEMEX, la empresa enfrenta el riesgo de que las contrapartes incumplan sus obligaciones. Para disminuir este riesgo, PEMEX monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y estima a su vez la exposición por riesgo de crédito en los IFD. Asimismo, PEMEX realiza operaciones primordialmente con instituciones financieras e intermediarios de hidrocarburos con una calificación crediticia apropiada, la cual es emitida y revisada periódicamente por agencias calificadoras de riesgo y mantiene un portafolio diversificado de contrapartes.

En 2009, Petróleos Mexicanos contrató diversos swaps de moneda de largo plazo, utilizando como mitigadores de riesgo cláusulas de reajuste, mediante las cuales Petróleos Mexicanos limitó su exposición crediticia a un umbral específico. Estas cláusulas de reajuste se activaron en swaps contratados para cubrir la exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas, siete de los cuales se activaron en 2010 y cuatro en 2011. Esto resultó en el prepago del valor justo de los mismos y su reinicio a las condiciones de mercado vigentes, lo que limitó la exposición al riesgo de crédito de Petróleos Mexicanos y sus contrapartes.

Por otra parte, con los cambios en los Lineamientos de Crédito para operaciones con IFD que realizó el Organismo Subsidiario PGPB, este Organismo redujo significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD para mitigar su respectivo riesgo derivado de la volatilidad en el precio del gas natural (ver inciso (iv) de esta nota).

Los clientes de PGPB deben contar con un contrato de suministro de gas natural vigente y suscribir un contrato maestro de coberturas, para contratar IFD con el Organismo Subsidiario. A partir del 2 de octubre del 2009 todas las operaciones con IFD deben ser garantizadas mediante la presentación de garantías iniciales (depósito en efectivo o carta de crédito) y en su caso, depósito de garantías colaterales. De acuerdo con los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura de Pemex Gas y Petroquímica Básica, en caso de presentarse un evento de incumplimiento de pago en las operaciones de IFD por parte de algún cliente, éstas son liquidadas inmediatamente, se ejercen las garantías y en caso de ser insuficientes para hacer frente al adeudo, se suspende el suministro de gas natural hasta que sea pagado el adeudo restante. Existen operaciones abiertas al 31 de diciembre de 2011, celebradas antes del 2 de octubre del 2009, en las cuales existe la posibilidad de que el cliente tuviera una condición crediticia exenta de presentar garantías. El Consejo de Administración de PGPB es quien autoriza la normatividad en materia crediticia del Organismo.

En 2011 la cartera vencida de las ventas de gas natural de los sectores industrial y distribuidor representó menos del 1.00% de las ventas totales del Organismo.

Al 31 de diciembre de 2011 PGPB mantiene operaciones abiertas de IFD con 61 clientes, de los cuales 55 son clientes industriales (90%), 5 son distribuidores (9%) y uno es mixto (1%). Con los clientes industriales se tiene el 57% del volumen total (MMBtus) de IFD, con los distribuidores el 42% y con el cliente mixto el 1%.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no existe saldo a favor de PGPB por colaterales enviados a MGI Supply, Ltd., la filial de PGPB. Esto se debe a dos efectos: i) el precio del gas natural tuvo un repunte durante 2010 que disminuyó el valor razonable negativo que se tenía con las contrapartes, regresándolo a los límites establecidos en las líneas de crédito; ii) conforme los IFD fueron venciendo mes a mes, los clientes nacionales fueron pagando los resultados correspondientes a PGPB, quien a su vez utilizó estos recursos para solventar sus compromisos con las contrapartes internacionales.

(ii) **Riesgo por tasas de interés**

PEMEX monitorea constantemente el riesgo por la volatilidad de las distintas tasas de interés de referencia, sobre las cuales se encuentra contratado el portafolio de deuda reconocida en Estado de Situación Financiera. Con el objetivo de establecer un porcentaje de tasa fija apropiado, el cual disminuya esta exposición a la variabilidad en flujos atribuible a movimientos adversos por este factor de riesgo, PEMEX contrata swaps de tasa de interés asociados a sus instrumentos de deuda emitidos a tasa variable en donde paga una tasa de interés fija y recibe una tasa de interés flotante. Los swaps sobre deuda denominada en dólares americanos tienen como subyacente la tasa Libor.

(iii) **Riesgo de tipo de cambio**

La moneda funcional de PEMEX es el peso mexicano. La mayor parte de la deuda y de los ingresos de PEMEX está denominada en dólares americanos y pesos mexicanos. El endeudamiento de PEMEX en monedas distintas a las mencionadas anteriormente, genera exposición por tipo de cambio que puede incrementar los costos de financiamiento. Por lo anterior PEMEX contrata regularmente IFD para mitigar la exposición originada por la volatilidad en los tipos de cambio de monedas diferentes al dólar americano y al peso mexicano, como swaps de divisa y forwards de tipo de cambio. Los pares cambiarios que subyacen a estos IFD son la unidad de inversión UDI contra el peso mexicano, y, el euro (EUR), yen japonés (JPY), libra esterlina (GBP) y franco suizo (CHF) contra el dólar americano (US).

(iv) **Riesgo por precio de hidrocarburos**

El régimen fiscal de la entidad transfiere parte del riesgo del precio del crudo al Gobierno Federal. Dado lo anterior, PEMEX no efectuó coberturas estratégicas de largo plazo sobre el precio del crudo entre 2007 y 2011.

PEMEX evalúa periódicamente su exposición a los precios internacionales de hidrocarburos y utiliza IFD como mecanismo de mitigación al identificar fuentes potenciales de riesgo. PEMEX no realizó coberturas sobre los precios de los hidrocarburos durante los años 2007 a 2011.

Por otro lado, PGPB ofrece, además del suministro de Gas Natural (GN), fungir como contraparte de IFD sobre GN a sus clientes nacionales, a fin de asistirlos a mitigar el riesgo de la volatilidad en el precio del GN. Para llevar a cabo este servicio, PGPB contrata a través de su filial MGI Supply, Ltd., IFD con la posición opuesta para mitigar el riesgo de mercado de los IFD ofrecidos a sus clientes. Finalmente MGI Supply, Ltd. contrata estos IFD con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A través del esquema anterior PGPB compensa y restaura su perfil natural de riesgo.

Desde el año 2003 PGPB ha estado sujeto a comercializar el Gas Licuado de Petróleo (GLP) bajo un esquema de precios impuesto por el Gobierno Federal. Este esquema fija el precio de venta del GLP a través del territorio nacional generando una exposición por las áreas geográficas donde se vende GLP importado. Durante 2009 PGPB mitigó el riesgo de mercado generado por la exposición anterior por medio de una estrategia de cobertura a través de IFD del tipo swap sobre el subyacente propano, el principal componente del GLP. Durante 2010 y 2011 PGPB no realizó coberturas con IFD sobre el subyacente propano.

PMI Trading lleva a cabo regularmente operaciones con IFD para mitigar el riesgo generado por las condiciones de compra y venta de productos refinados y gases líquidos, reduciendo así la volatilidad de sus resultados. Las políticas de PMI Trading establecen un límite máximo de capital en riesgo, el cual es contrastado de manera diaria con el valor en riesgo de su portafolio, a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

(v) **Riesgo en el portafolio de títulos accionarios de terceros**

Desde 2008, PEMEX conserva una posición sintética larga (tenencia) sobre 58,679,799 acciones de Repsol con el objetivo de mantener los derechos corporativos sobre esta cantidad de títulos. Lo anterior se lleva a cabo a través de cuatro estructuras de IFD.

Estas estructuras consisten en swaps de activos de retorno total, con intercambios periódicos de flujos, en donde PEMEX recibe el rendimiento total de estos títulos accionarios denominados respecto a un precio de ejercicio en US, los dividendos y los derechos corporativos, y paga a las contrapartes financieras de estos IFD, las minusvalías que experimenten dichos títulos respecto al precio de ejercicio y una tasa de interés variable. Los IFD descritos tienen vencimientos entre marzo y octubre de 2012.

Adicionalmente, durante 2011, PEMEX adquirió a través de su filial PMI HBV, 57,204,240 acciones de Repsol. Para proteger esta inversión, PMI HBV contrató una estructura de opciones consistente en opciones tipo put largas, opciones tipo call cortas y opciones tipo call largas con vencimientos en 2012, 2013 y 2014.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el valor de mercado de la acción de Repsol es de US\$30.51 y US\$27.94.

(vi) **Valor razonable de los IFD**

PEMEX monitorea periódicamente el valor razonable de los IFD contratados. El valor razonable es un indicativo o estimación del precio al que una parte asumiría los derechos y las obligaciones de la otra y se calcula para cada IFD a través de modelos utilizados por el mercado financiero internacional con insumos de mercado obtenidos de los principales sistemas de información y proveedores de precios.

El portafolio de IFD de PEMEX está compuesto principalmente de swaps cuyo precio puede ser estimado por medio del descuento de flujos ocupando el factor apropiado y no contiene instrumentos exóticos que requieran métodos numéricos para su valuación.

Las opciones contenidas en el portafolio de IFD de PEMEX son del tipo europeo, con puts y/o calls ordinarios, y fueron valuadas internamente con el enfoque clásico del modelo denominado Black-Scholes o con ciertas variaciones sobre éste, las cuales se encuentran plenamente documentadas en la literatura especializada.

Los insumos utilizados en la valuación del portafolio de IFD de PEMEX proceden de proveedores de precios ampliamente reconocidos y no requieren transformaciones o ajustes especiales.

(vii) **Derivados implícitos por el componente de moneda no funcional**

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010, PEMEX reconoce, de conformidad con el Boletín C-10, "Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura", ("Boletín C-10"), la potencial existencia de derivados implícitos, incluidos en el clausulado o en combinación con distintos contratos anfitriones, pudiendo éstos ser, ya sea instrumentos financieros del tipo estructurados (instrumentos de deuda o capital que conllevan derivados inmersos) ya reconocidos en el Estado de Situación Financiera, así como contratos diversos, entre otros de adquisiciones, de obra y compromisos asociados al componente moneda dentro de contratos de seguros, celebrados por PEMEX, los cuales, a la fecha de estos Estados Financieros consolidados, aún no han sido reconocidos en el Estado de Situación Financiera, que son pactados en una o más monedas extranjeras distintas a la moneda funcional de PEMEX y/o de la contraparte y que, de acuerdo a las cláusulas de los mismos, no presentan todos los términos para que el componente en moneda extranjera pueda generar un derivado implícito en términos de lo establecido en el Boletín C-10.

(viii) **Tratamiento contable**

PEMEX utiliza los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compromisos en firme, transacciones pronosticadas y a sus activos o pasivos reconocidos en Estado de Situación Financiera. Sin embargo, algunos de estos IFD no cumplen con los requerimientos estrictos de la norma contable, introducida a través del Boletín C-10, para ser designados formalmente como instrumentos con fines de cobertura bajo alguno de los modelos de contabilidad de cobertura permisibles, por lo cual se contabilizan, para propósitos de reconocimiento, presentación y revelación,

como operaciones con fines de negociación, -aunque económicamente los flujos de efectivo generados por estos instrumentos se compensarán, eminentemente en el tiempo, con los flujos a generar por los activos o a liquidar por los pasivos a los cuales se encuentran asociados- y por ende, todo el cambio en el valor razonable de estos instrumentos afecta directamente el RIF dentro de los resultados del ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el valor razonable neto de los IFD asciende a \$6,123,733 y \$8,860,754, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2011, PEMEX no tiene IFD designados de cobertura de flujo de efectivo. Al 31 de diciembre de 2010, el importe incluye a los IFD designados de cobertura de flujo de efectivo y cuyo valor razonable se reconoció en el patrimonio dentro de la cuenta de pérdida integral por un monto de \$232,378.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el volumen de los IFD del tipo bursátil y OTC (over the counter), vigentes al 31 de diciembre de 2011 y 2010 que fueron designados y calificaron para ser tratados contablemente como cobertura de flujo de efectivo (todas las cantidades en miles de pesos, hoja siguiente):

IFD	Mercado	2011		2010	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros de Petrolíferos	Bursátil	-	-	4.93	\$(102,493)
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	-	-	0.32	(4,096)
Swaps de Petrolíferos	OTC	-	-	0.55	(9,522)
	Total	-	-		\$(116,111)

Los IFD designados y que calificaron como coberturas de flujo de efectivo, presentaron las mismas características críticas que las posiciones primarias que se encontraban cubriendo, por lo cual se consideraron totalmente eficientes.

Por lo anterior, en el ejercicio 2011 y 2010, no existe una afectación a los resultados proveniente de ineficacias o exclusión en las relaciones de cobertura designadas, reconociéndose todo el cambio en el valor razonable del derivado (neto de intereses), en la utilidad integral dentro del patrimonio, reclasificándose a resultados conforme los efectos de la posición primaria cubierta afectaron, y en la misma sección del Estado de Resultados Consolidados en donde se localizan sus efectos.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se reclasificó de la pérdida integral al gasto por intereses en el RIF, una pérdida neta de \$22,987 y \$62,375, respectivamente, correspondiente a los IFD designados de cobertura de flujo de efectivo. Al 31 de diciembre de 2011, no se reclasificó importe alguno de la pérdida integral al gasto por intereses en el RIF.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nocional de los IFD del tipo OTC (over the counter), vigentes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, considerados por las razones antes expuestas, como operaciones con fines de negociación (todas las cantidades en miles de pesos, hoja siguiente):

IFD	Posición	2011		2010	
		Valor Nocional	Valor Razonable	Valor Nocional	Valor Razonable
Swaps de activos	PEMEX paga variable en US\$ y recibe rendimiento total sobre acciones de Repsol.	\$ 26,723,152	\$ 1,520,056	\$ 18,627,271	\$ 1,720,744
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en \$ y recibe flotante en \$ TIIE 28d + spread.	1,200,000	(42,527)	2,400,000	(136,220)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en \$ y recibe flotante en \$ PIP IRS 182d.	7,500,000	(717,500)	7,500,000	(1,075,533)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en \$ y recibe nocional en UDI.	14,651,535	76,779	13,464,756	867,691
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en \$ TIIE 28d + spread y recibe fijo en UDI.	6,540,220	622,165	3,540,220	262,226
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe fijo en ¥.	9,065,955	3,833,137	9,024,917	3,300,899
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en US\$ Libor 3M + spread y recibe flotante en ¥ Libor 3M + spread.	2,798,080	1,106,550	4,942,840	1,529,826
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en US\$ Libor 6M + spread y recibe flotante en ¥ Libor 6M + spread.	11,072,601	1,434,734	7,474,641	2,889,451
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe fijo en €.	64,947,004	(2,713,982)	57,553,996	(369,052)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe fijo en £.	9,549,707	(984,189)	8,434,833	(926,728)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en US\$ Libor 6M + spread y recibe fijo en £.	8,303,764	689,593	7,131,134	(8,070)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe fijo en F.	6,694,755	802,898	5,913,180	669,806
		\$ 169,046,773	\$ 5,627,714	\$ 146,007,788	\$ 8,725,040
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	(3,892,635)	1,239,676	(5,847,889)	2,656,871
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	3,871,097	(1,218,890)	5,752,408	(2,563,670)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Put	-	-	(91,155)	(38,943)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	1,016,230	12,543	987,111	26,925
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	(1,016,670)	(12,543)	(987,102)	(26,915)
Opciones Digitales de Gas Natural	PEMEX Compra Put	-	-	99,198	13,520
Opciones Digitales de Gas Natural	PEMEX Compra Call	-	-	146,033	1
Opciones Digitales de Gas Natural	PEMEX Vende Call	-	-	(146,033)	(1)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	521,073	(51,030)	-	-
Forward de tipo de cambio	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe fijo en €.	14,513,974	(279,474)	-	-
Opciones sobre acciones	PEMEX compra put, vende call y compra call	24,655,927	125,002	-	-
	SUBTOTAL (1)	\$ 208,715,769	\$ 5,442,998	\$ 145,912,316	\$ 8,818,238
Futuros de Petrolíferos	Bursátil	(3.6)	\$(112,900)	-	-
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	(3.3)	(71,470)	-	-
Swaps de Petrolíferos	OTC	(0.6)	(23,470)	-	-
	SUBTOTAL (2)		(207,840)		-
	TOTAL (1) (2)		\$ 5,235,158		\$ 8,818,238

(1) Esta tabla presenta el importe total neto de los IFD de Negociación vigentes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, y las sumas de los importes de las dos tablas no cruzan por \$888,575 con la información incluida en los estados financieros consolidados y sus notas, debido a que el importe que se revela en los mismos incluye los IFD abiertos y los IFD que vencieron antes de la fecha de reporte y que a la misma no se han realizado (cobrado o pagado).

(2) Tipos de cambio \$13.9904 y \$12.3571 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$18.1595 pesos por euro al 31 de diciembre de 2011.

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, PEMEX reconoció una (pérdida) utilidad neta de (\$1,371,235), (\$1,236,755) y \$9,963,741, respectivamente, reportada en el RIF, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación.

El resultado revelado en el párrafo anterior incluye el efecto por los cambios en el valor razonable de los IFD, el cual fue una (pérdida) utilidad de (\$2,378,555), (\$1,895,731) y \$8,665,798, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2011, PEMEX reconoció una pérdida de \$277,042, reportada en el RIF, correspondiente al derivado implícito generado en el contrato de Compra Acelerada de Acciones de Repsol.

13 Beneficios a los empleados

a) Beneficios por pensiones, primas de antigüedad y otros beneficios al retiro

PEMEX tiene establecidos planes de beneficios definidos para el retiro de sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. PEMEX cuenta con Fideicomisos para el fondeo de los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto programable) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones del propio Fideicomiso.

PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir otros beneficios al retiro, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos independientes y que incluyen servicio médico y ayudas otorgadas en efectivo a jubilados y sus beneficiarios.

b) Beneficios por terminación por causas distintas de reestructuración

PEMEX tiene establecidos planes de beneficios definidos para cubrir las remuneraciones que deben pagarse al término de la relación laboral por causas distintas de reestructuración, cuando ésta ocurra antes de que los empleados lleguen a su edad de jubilación. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a estos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

c) Flujos de efectivo

Las aportaciones y los beneficios pagados fueron como sigue:

	Beneficios por retiro	
	2011	2010
Aportaciones al fondo	\$ 28,868,231	24,760,321
Pagos con cargo al fondo	28,849,746	25,297,145

Los pagos con cargo a la reserva por concepto de servicios médicos y hospitalarios correspondientes a los jubilados y pensionados fueron de \$4,318,723 y \$4,312,712 en 2011 y 2010, así mismo, los pagos por concepto de Terminación de la Relación Laboral antes de alcanzar la edad de Jubilación fue de \$425, \$5,489 y \$26,525 en 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

Los componentes del costo de los años terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 se muestran a continuación:

	Beneficios por terminación	Beneficios por retiro	Total
	2011	2011	2011
Costo neto del período:			
Costo laboral del servicio actual	\$ 2,116,702	14,054,737	16,171,439
Costo financiero	1,996,637	64,048,700	66,045,337
Rendimiento esperado de los activos del plan	-	(1,249,580)	(1,249,580)
Costo laboral del servicio pasado:			
Amortización del pasivo de transición	137,405	27,456,801	27,594,206
Servicios anteriores y modificaciones al plan	42,349	4,974,676	5,017,025
(Ganancias) / Pérdidas actuariales	(13,308,465)	1,300,445	(12,008,020)
Carrera salarial	-	1,260,797	1,260,797
Costo neto del período	\$ (9,015,372)	111,846,576	102,831,204

	Beneficios por terminación	Beneficios por retiro	Total
	2010	2010	2010
Costo neto del período:			
Costo laboral del servicio actual	\$ 1,981,137	13,935,679	15,916,816
Costo financiero	2,008,977	70,024,058	72,033,035
Rendimiento esperado de los activos del plan	-	(1,218,398)	(1,218,398)
Costo laboral del servicio pasado:			
Amortización del pasivo de transición	138,090	27,433,654	27,571,744
Servicios anteriores y modificaciones al plan	42,349	4,975,016	5,017,365
(Ganancias) / Pérdidas actuariales	(12,531,089)	6,224,769	(6,306,320)
Carrera salarial	-	1,260,799	1,260,799
Costo neto del período	\$ (8,360,536)	122,635,577	114,275,041

	Beneficios por terminación	Beneficios por retiro	Total
	2009	2009	2009
Costo neto del período:			
Costo laboral del servicio actual	\$ 1,271,683	11,649,536	12,921,219
Costo financiero	1,675,982	51,404,121	53,080,103
Rendimiento esperado de los activos del plan	-	(566,935)	(566,935)
Costo laboral del servicio pasado:			
Amortización del pasivo de transición	134,220	27,337,019	27,471,239
Servicios anteriores y modificaciones al plan	46,365	5,074,381	5,120,746
(Ganancias) / Pérdidas actuariales	9,086,387	(2,721,667)	6,364,720
Carrera salarial	-	1,260,799	1,260,799
Costo neto del período	\$ 12,214,637	93,437,254	105,651,891

A continuación se detalla el valor presente de las obligaciones por los beneficios de los planes:

	Beneficios por terminación 2011	Beneficios por retiro 2011	Total 2011
Valor de las obligaciones por beneficios:			
Importe de las obligaciones por beneficios adquiridos (OBA)	\$ 14,402,423	458,877,245	473,279,668
Importe de las obligaciones por beneficios definidos (OBD)	14,402,423	835,890,439	850,292,862
Activos del plan a valor de mercado	-	(4,977,231)	(4,977,231)
Situación del fondo	14,402,423	830,913,208	845,315,631
Servicios pasados por amortizar:			
Pasivo de transición	(136,628)	(27,893,078)	(28,029,706)
Servicios anteriores modificaciones al plan	(42,347)	(44,228,077)	(44,270,424)
Ganancias actuariales	-	(40,737,704)	(40,737,704)
Carrera salarial	-	(1,260,798)	(1,260,798)
Pasivo neto proyectado	\$ 14,223,448	716,793,551	731,016,999

	Beneficios por terminación 2010	Beneficios por retiro 2010	Total 2010
Valor de las obligaciones por beneficios:			
Importe de las obligaciones por beneficios adquiridos (OBA)	\$ 23,612,556	528,960,315	552,572,871
Importe de las obligaciones por beneficios definidos (OBD)	\$ 23,612,556	764,939,434	788,551,990
Activos del plan a valor de mercado	-	(4,258,340)	(4,258,340)
Situación del fondo	23,612,556	760,681,094	784,293,650
Servicios pasados por amortizar:			
Pasivo de transición	(274,818)	(55,068,933)	(55,343,751)
Servicios anteriores modificaciones al plan	(90,636)	(49,206,499)	(49,297,135)
Ganancias actuariales	-	(15,766,101)	(15,766,101)
Carrera salarial	-	(2,521,598)	(2,521,598)
Pasivo neto proyectado ⁽¹⁾	\$ 23,247,102	638,117,963	661,365,065

(1) El total del pasivo neto proyectado por concepto de beneficios a los empleados varió en un 10.5% de 2011 a 2010, principalmente por:

- El incremento normal de un año a otro de las obligaciones por concepto de edad, antigüedad y prestaciones.
- El cambio del conjunto de hipótesis financieras como fueron: tasa de descuento (8.96% en 2010 y 8.81% en 2011), tasa de rendimiento de los activos (8.75% en 2010 y 8.81% en 2011), tasa de incremento en la canasta básica (8.28% en 2010 y 7.50% en 2011) y a la tasa de inflación del servicio médico (5.93% en 2010 y 6.36% en 2011).
- El reconocimiento en el estado de resultados de la "Ganancia Actuarial" que se generó en la valuación actuarial al 31 de diciembre de 2011, correspondiente a la provisión para la eventual liquidación del personal, antes de que alcance el beneficio de la jubilación (terminación).

Por lo que se refiere a los servicios médicos, estos los proporciona directamente PEMEX, a través de su infraestructura médica.

El efecto de incremento y de disminución de un punto porcentual en la tasa de la tendencia de variación asumida respecto del costo y la obligación de los servicios médicos se muestra a continuación:

Efecto	Terminación 2011	Retiro 2011	Terminación 2010	Retiro 2010
Variación Incremento de un punto en Inflación Médica				
a) Costo Laboral del servicio actual	\$ 268,624	5,699,458	358,988	2,463,292
b) Costo financiero	312,273	17,788,708	371,457	14,063,586
c) Suma	580,897	23,488,166	730,445	16,526,878
Variación	34.04%	25.43%	12.26%	19.68%
d) Obligación por beneficios definidos (OBD)	3,547,618	203,432,215	4,324,601	164,017,124
Variación	32.88%	22.76%	11.96%	21.44%

Efecto	Terminación 2011	Retiro 2011	Terminación 2010	Retiro 2010
Variación Incremento de un punto en Inflación Médica				
a) Costo Laboral del servicio actual	\$ 149,047	3,225,591	246,604	1,455,987
b) Costo financiero	179,549	11,922,656	228,501	9,919,215
c) Suma	328,596	15,148,247	475,105	11,375,202
Variación	(24.18%)	(19.11%)	(26.99%)	(13.50%)
d) Obligación por beneficios definidos (OBD)	2,041,114	136,847,816	2,729,100	117,762,688
Variación	(23.55%)	(17.42%)	(29.34%)	(15.40%)

Los supuestos más importantes utilizados en la determinación del costo neto del período de los planes se muestran en la siguiente hoja, mismos que en su caso, se encuentran expresadas en tasas nominales.

	Beneficios por terminación 2011	Beneficios por retiro 2011	Beneficios por terminación y retiro 2010
Tasa nominal de descuento utilizada para reflejar el valor presente de las obligaciones	8.81%	8.81%	8.96%
Tasa nominal de incremento de sueldos (*)	5.10%	5.10%	5.10%
Tasa nominal esperada de rendimiento de los activos del plan	8.81%	8.81%	8.75%
Vida laboral promedio remanente de los trabajadores, en la que se amortizan algunas partidas pendientes de amortizar	N/A	10 años	12 años

(*) Incluye carrera salarial

Los activos del plan están en dos fideicomisos denominados Fondo Laboral Pemex (FOLAPE) y Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (FICOLAVI), administrados por BBVA BANCOMER, S. A. y cada uno tiene un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria.

El promedio ponderado de los activos de los beneficios al retiro, por primas de antigüedad, pensiones y otros beneficios, es como sigue:

Tipo de inversión	Beneficios por retiro	
	2011	2011
Valores Gubernamentales ⁽¹⁾	76.0%	77.1%
Valores de renta fija	24.0%	22.9%
Total	100%	100%

(1) Incluye reportos donde el FOLAPE otorga efectivo y recibe valores gubernamentales.

14 Pérdida integral

La pérdida integral, que se presenta en los estados financieros consolidados de variaciones al patrimonio, presenta el resultado de la actividad total de PEMEX durante el año, y se integra por las partidas que se muestra en la siguiente hoja, las cuales, de conformidad con las NIF aplicables, se llevan directamente al patrimonio, excepto por la pérdida neta.

Tipo de inversión	2011	2010	2009
Pérdida neta del ejercicio previamente informada	\$ (91,483,321)	(47,462,608)	(94,662,018)
Instrumentos financieros primarios	3,872,160	-	-
Instrumentos financieros derivados	232,378	(390,909)	2,532,882
Efecto acumulado por conversión	4,761,765	(1,532,399)	(2,183,412)
Pérdida integral del ejercicio	(82,617,018)	(49,385,916)	(94,312,548)
Efecto retroactivo por la adopción NIF C-4 "Inventarios" (nota 3 (ab)-(i))	-	935,371	292,172
Pérdida integral del ejercicio reformulada	(82,617,018)	(48,450,545)	(94,020,376)

15 Patrimonio

Certificados de Aportación "A" patrimonio permanente

En 1990 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó la capitalización de la deuda reestructurada que PEMEX debía al Gobierno Federal por un monto a valor nominal de \$22,334,195. En 1997, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y el Gobierno Federal acordaron una reducción al patrimonio de los Certificados de Aportación "A" mediante un pago en efectivo al Gobierno Federal por \$12,118,050. Al 31 de diciembre del 2011 el patrimonio correspondiente a los Certificados de Aportación "A" tenía un valor nominal de \$10,222,463 (\$10,216,145 más efectos de actualización por \$6,318).

El convenio de capitalización entre PEMEX y el Gobierno Federal estipula que los Certificados de Aportación "A" constituyen el capital permanente. Después del movimiento anterior, el patrimonio permanente de PEMEX se integra como sigue:

	Importe
Certificados de Aportación "A"	\$ 10,222,463
Incremento por actualización	86,735,530
Certificados de Aportación "A"	\$ 96,957,993

Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos

Durante 2009 con motivo de los diversos cambios al régimen fiscal de Petróleos Mexicanos, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público solicitó la devolución de \$40,104 como reintegro de los recursos recibidos en 2008, correspondientes al artículo 19, fracción V inciso c de la Ley de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, así mismo se recibieron como complemento de ingresos excedentes del referido artículo correspondientes al ejercicio de 2008 la cantidad de \$12,600, autorizado por dicha dependencia para su aplicación en programas y proyectos de inversión en infraestructura de Petróleos Mexicanos, adicionalmente, se capitalizaron \$494,714, correspondientes a los rendimientos generados al cierre de 2009 por los recursos recibidos del Gobierno Federal para el Aprovechamiento de Obras de Infraestructura, lo que origina un incremento de \$467,210.

Durante 2010 se capitalizaron \$122, correspondientes a los rendimientos (netos) generados, por los recursos recibidos del Gobierno Federal para el Aprovechamiento en Obras de Infraestructura provenientes de ingresos excedentes conforme al artículo 19. fracción. IV, incisos b) y c) de la Ley Federal de Presupuestos y Responsabilidad Hacendaria. Durante 2011, PEMEX no tuvo recursos por parte del Gobierno Federal.

Reserva Legal

Representa la reserva legal reconocida por algunas Compañías Subsidiarias de PEMEX. Durante los últimos tres años no se han reconocido incrementos a la reserva.

Superávit por Donación

Durante 2009, PEMEX reconoció \$119,884 como altas por regularización de terrenos y edificios. En relación con el proyecto de construcción de la nueva Refinería en Tula, en el Estado de Hidalgo, en 2010 PEMEX recibió en donación por parte del Gobierno de dicho Estado, un terreno, cuyo valor de avalúo es de \$980,187, avalado a través de escritura pública de Notario Público No. 5 del municipio de Tepeji del Río de Ocampo, Hidalgo. Adicionalmente, durante 2010, PEMEX reconoció \$1,462,210 correspondientes a la regularización de inmuebles que se está llevando a cabo, principalmente, por la actualización de los valores de 64 terrenos y 97 edificaciones a su valor catastral conforme a lo establecido en el Artículo 27 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental. Durante 2011, PEMEX no ha reconocido incremento en el superávit por donación.

Pérdidas Acumuladas

Cabe señalar que PEMEX ha incurrido en resultados negativos en los últimos años. Sin embargo, la Ley de Concursos Mercantiles establece que los organismos descentralizados no serán declarados en concurso mercantil. Por otra parte, los contratos de crédito vigentes no incluyen causales de incumplimiento como consecuencia del patrimonio negativo. Asimismo, los contratos de crédito vigentes no incluyen acuerdos financieros o causas de suspensión de pagos que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo. El Gobierno Federal ha concentrado sus esfuerzos en consolidar la estrategia institucional de PEMEX y una de las acciones más importantes fue la aprobación de las modificaciones a su marco legal en noviembre de 2008, la cual permitirá darle una mayor autonomía en la toma de decisiones y viabilidad en su operación.

16 Compromisos

(a) PEMEX a través de PEP mantiene con PMI CIM, los convenios y contratos siguientes:

Un contrato por tiempo indefinido de venta de petróleo crudo destinado para su venta en el mercado internacional; mediante este contrato, PEMEX se obliga a vender a PMI CIM los volúmenes de petróleo crudo para cumplir con las obligaciones contractuales de sus clientes. Los precios de venta relativos se fijan conforme a los que rigen en el mercado internacional al momento de la venta. Los compromisos de venta de hidrocarburos de PMI CIM con sus clientes son respaldados por PEMEX.

PMI CIM tiene celebrados diversos contratos para la venta de petróleo crudo en el mercado internacional con empresas del extranjero. Los términos y condiciones de los contratos son específicos para cada cliente y su duración puede ser indefinida (contratos evergreen) existiendo en algunos casos plazos mínimos obligatorios (contratos largo plazo).

- (b) Por otra parte, se tiene un contrato de suministro de nitrógeno para el programa de mantenimiento de presión del campo Cantarell, durante 2007 se incorporó un contrato adicional para suministrar nitrógeno al campo Ku Maloob Zaap, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a la cantidad de \$14,190,684 y \$14,180,472, respectivamente. En caso de rescisión del contrato, dependiendo de las circunstancias, PEP tiene el derecho o la obligación de adquirir del proveedor la planta de nitrógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.

Los pagos futuros estimados de los ejercicios siguientes serán:

Año	Monto
2012	\$ 2,017,937
2013	1,486,863
2014	1,512,854
2015	1,535,050
2016	899,951
Más de 5 años	6,738,029
Total	\$ 14,190,684

- (c) Durante 2008 inició operaciones un contrato de suministro de nitrógeno para el mantenimiento de presión al campo Jujo Tecominoacán en la Región Sur. El contrato vence en el año 2017.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el valor estimado del contrato durante la vigencia asciende a la cantidad de \$1,179,745 y \$1,465,993, respectivamente.

En caso de terminación anticipada del contrato, PEMEX quedará obligado únicamente a pagar los servicios recibidos y los gastos no recuperables que apliquen, en los términos que se establecen en el contrato.

Los pagos futuros estimados de los ejercicios siguientes son los que se muestran a continuación:

Año	Monto
2012	\$ 571,780
2013	122,218
2014	122,218
2015	122,218
2016	122,355
Más de 5 años	118,956
Total	\$ 1,179,745

- (d) Al 31 de diciembre de 2011, PEMEX ha celebrado COPF, en los cuales el contratista, a su propio costo, deberá administrar y mantener la ejecución de las obras, objeto de los COPF, las que estarán agrupadas en las categorías de desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento. A partir del 1o. de enero de 2009 los COPF dejaron de considerarse PIDIREGAS.

El valor estimado de los COPF al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es como se muestra en la siguiente hoja.

Fecha de contratación	Bloque	2011	2010
		US \$	US \$
9 de febrero de 2004	Olmos	299,072	301,818
21 de noviembre de 2003	Cuervito	78,297	118,022
28 de noviembre de 2003	Misión	787,156	977,678
14 de noviembre de 2003	Reynosa-Monterrey	1,995,904	2,050,000
8 de diciembre de 2003	Fronterizo	104,645	141,997
23 de marzo de 2005	Pirineo	382,378	452,399
3 de abril de 2007	Nejo	324,302	696,653
20 de abril de 2007	Monclova	157,371	241,221
12 de mayo de 2008	Burgos VII	418,062	765,576
Total		4,547,187	5,745,364

En 2011, Pemex-Exploración y Producción celebró tres contratos integrales de exploración y producción para el desarrollo de campos maduros en los Magallanes, Santuario y Carrizo, localizados en la región del sur de México. Cada contrato tiene un plazo de hasta 25 años. Los pagos a los contratistas de conformidad con contratos integrales de exploración y producción, se harán sobre una base por barril entregado más los costos deducibles de recuperación, siempre que los pagos al contratista no superen los flujos de efectivo de PEMEX sobre el campo sujeto del contrato al que corresponda. Durante 2011, PEMEX no realizó pagos de conformidad con los contratos de exploración y producción.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, PEMEX tenía contratos celebrados con diversos contratistas por un importe estimado de \$370,075,531 y \$421,101,319 respectivamente, para el desarrollo de diversas obras.

17 Contingencias

En el curso normal de sus operaciones, PEMEX está involucrado en diversas demandas legales por diferentes razones. PEMEX califica la importancia de cada caso y evalúa el posible resultado, creando una reserva por obligaciones contingentes cuando se espera un resultado desfavorable que pueda ser cuantificable. PEMEX no ha registrado reservas relacionadas con juicios pendientes debido a que no se anticipa alguna resolución contraria de importancia, excepto por la que se menciona específicamente en esta nota.

- (a) PEMEX está sujeto al cumplimiento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, por lo que se están realizando auditorías ambientales a algunas de sus instalaciones. Derivado de los resultados obtenidos en las auditorías terminadas, se han suscrito convenios con la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), para elaborar y cumplir con los diversos planes de acción, y corregir las irregularidades detectadas que consideran trabajos para remediar los daños ambientales causados, inversión en equipos, mantenimiento, mano de obra y materiales.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la provisión para gastos a incurrir para corregir este tipo de irregularidades, asciende a \$5,527,919 y \$5,297,933, respectivamente, y se incluyen en las reservas a largo plazo, en el estado de situación financiera.

- (b) PEMEX enfrenta diversos juicios civiles, fiscales, penales, agrarios, administrativos, ambientales, laborales, mercantiles y de arbitraje cuya resolución final se desconoce a la fecha de estos estados financieros. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$8,421,697 y \$8,430,795, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales al 13 de febrero de 2012:
- I. En septiembre de 2001, CONPROCA, S.A. de C.V. ("CONPROCA"), consorcio que prestó sus servicios para la construcción de diversas obras con motivo de la reconfiguración de la Refinería de Cadereyta, presentó una demanda ante la Corte Internacional de Arbitraje (Juicio Arbitral No. 11760/KGA), en contra de Petróleos Mexicanos y PR. Como resultado del laudo parcial sobre responsabilidad, emitido el 17 de diciembre de 2008, el Tribunal Arbitral se pronunció sobre la procedencia genérica de los reclamos; es decir, no se determinan cantidades. Las prestaciones que reclama CONPROCA ascienden a US\$424,890, por su parte Petróleos Mexicanos y PR las cuantificaron en US\$116,025. El 11 de enero de 2012, la Cámara de Comercio Internacional en México notificó el laudo final, resolviendo que Petróleos Mexicanos y PR deben pagar a CONPROCA la cantidad de US\$311,178 y CONPROCA debe pagar a Petróleos Mexicanos y PR la cantidad de US\$29,056. Compensado los montos, resulta una cantidad favorable a CONPROCA por un monto de US\$282,121 más gastos financieros e impuestos. A la fecha de este reporte, Petróleos Mexicanos y PR evalúan las acciones legales a seguir en relación con esta resolución.
 - II. En diciembre de 2003, Unión de Sistemas Industriales, S.A. de C.V. ("USISA") demandó a PR la nulidad de un contrato de obra a precios unitarios y tiempo determinado, cuyo objeto fue la modernización del sistema de protección catódica en algunos ductos de PR; así como el pago de daños y perjuicios, demandando la cantidad de \$393,000 ante el Juzgado Tercero de Distrito en materia Civil en el Distrito Federal (expediente No. 202/2003). Se dictó sentencia definitiva en la que se condenó parcialmente a PR al pago de diversas prestaciones. Con fecha 13 de julio de 2010 se emitió la sentencia en cumplimiento de la ejecutoria de amparo presentado por USISA ante el Segundo Tribunal Unitario en materias Civil y Administrativa del Primer Circuito en el Distrito Federal, por la cual se condena a PR a pagar \$83,301 más los gastos financieros. El 22 de marzo de 2011 PR cubrió la suerte principal. La parte actora presentó su incidente de liquidación de gastos financieros, mismo que fue contestado, abriéndose el incidente a periodo probatorio y PR designó a su perito. A la fecha de este reporte se está en espera de la aclaración correspondiente.
 - III. En diciembre de 2004, Corporación Mexicana de Mantenimiento Integral, S. de R.L. de C.V. ("COMMISA") demandó a PEP ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (arbitraje 13613/CCO/JRF) por presuntos incumplimientos derivados de un contrato de obra de dos plataformas en Cantarell (Proyecto IPC-01). La Corte Internacional notificó el laudo el 13 de enero de 2010, mismo que fue emitido el 16 de diciembre de 2009, en el que se condena a PEP a pagar a COMMISA las siguientes cantidades: US\$293,645 y \$34,459 más intereses. Asimismo, se condenó a COMMISA a pagar a PEP la cantidad de US\$5,919 más intereses. El 11 de enero de 2010 se notificó a PEP, que la demandante había solicitado la confirmación y reconocimiento del laudo dictado ante la United States District Court for the Southern District of New York (Corte de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur en Nueva York), reclamando el pago de las sumas del laudo antes mencionadas, más intereses, junto con las costas generadas con el procedimiento de confirmación y cualquier otra prestación que el juez considere justa y apropiada. El 2 de noviembre de 2010 se emitió la sentencia condenándose a pagar a PEP la cantidad de US\$355,564 más intereses,

ya deducidas las cantidades a su favor derivadas del laudo. El 15 de noviembre del 2010, PEP apeló la sentencia y solicitó que se aplazara la ejecución de la sentencia mientras se resolvía la apelación, la cual fue concedida con la condición de que PEP depositara la cantidad de US\$395,009 en la cuenta de la Corte de Distrito, equivalente al 111% del importe de la sentencia dictada, para garantizar su cumplimiento, lo cual fue hecho el 30 de diciembre de 2010. Con esta acción PEP eliminó el riesgo de cualquier embargo en su contra en los Estados Unidos. La apelación ya quedó debidamente integrada con los escritos de las partes. Adicionalmente, PEP demandó la nulidad del laudo arbitral ante el Juzgado Quinto de Distrito Civil del Distrito Federal, la cual se declaró improcedente mediante sentencia de 24 de junio de 2010. Se promovió amparo indirecto el cual se negó el 27 de octubre de 2010. PEP promovió recurso de revisión que se admitió el 18 de noviembre de ese mismo año. El 25 de agosto de 2011 se dictó sentencia de amparo en revisión concediéndose el amparo para efectos de que se dicte nueva sentencia incidental y se declare la nulidad del laudo arbitral. En cumplimiento a la ejecutoria de amparo, el 24 de octubre de 2011 se declaró la nulidad del laudo de arbitraje, por parte del Juez Quinto de Distrito en Materia Civil del Distrito Federal. Basados en la nulidad del laudo, se solicitó a la Corte de Distrito y la Corte de Apelaciones en los Estados Unidos de América que se declare nula la sentencia dictada el 2 de noviembre de 2010, que reconoció el laudo y que ordenó a PEP a pagar las cantidades antes señaladas, así como que se resuelva de nueva cuenta la moción de PEP para que se rechace la petición de COMMISA para que sea reconocido el laudo.

El 7 de diciembre de 2011 el Gobierno Federal presentó escrito de amicus curiae (opinión de un tercero) en apoyo de PEP, el cual fue admitido. El 2 de febrero de 2012 se celebró audiencia ante la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de Estados Unidos. El 16 de febrero de 2012, la Corte de Apelaciones declaró nula la sentencia de la Corte de Distrito y ordenó que emita una nueva sentencia considerando la nulidad decretada por el Juzgado en México. A la fecha de este reporte, la nueva resolución de la Corte de Distrito se encuentra pendiente de emitirse.

- IV. Con fecha 16 de agosto de 2006, Minera Carbonífera Río Escondido, S.A. de C. V. y Minerales Monclova, S.A. de C.V. promovieron los juicios de amparo (expedientes No. 723/2006 y 724/2006) en contra de PEP, por supuesta afectación a sus concesiones mineras y por la ejecución de obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado y la modificación a la Ley Reglamentaria. PEP promovió queja en contra del acuerdo de fecha 16 de junio de 2010, con motivo de la omisión del Juzgado a pronunciarse sobre las causales de improcedencia y solicitud de sobreseimiento derivado de la prueba documental pública exhibida, consistente en la resolución firme emitida por la Cuarta Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa (expediente 5605/03-17-04-6), que determinó que el gas grisú, metano o natural es considerado un hidrocarburo y comprendido como petróleo, por lo cual se considera área estratégica en términos constitucionales siendo su explotación exclusiva de la Nación. El citado recurso fue desechado con fecha 30 de septiembre de 2010, reanudándose el procedimiento. La audiencia constitucional fue diferida para el 27 de marzo de 2012. A esta fecha, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.
- V. El 20 de agosto de 2007 fueron emplazados Petróleos Mexicanos y PR ante el Juzgado Decimocuarto de Distrito del Décimo Circuito en Coatzacoalcos, Veracruz, (expediente No. 12/2007) por Leoba Rueda Nava. Se demanda, entre otras, la responsabilidad civil objetiva derivada de una afectación en materia ambiental a un terreno que conforma el área de desechos aceitosos (contaminación con hidrocarburos y otras sustancias tóxicas). Se desahogaron las pruebas documentales y el 19 de mayo de 2010 se notificó la sentencia en la que se condena a Petróleos Mexicanos y PR al pago de un total de aproximadamente \$995,877 por daños y perjuicios, más lo que se cuantifique en ejecución de la sentencia, por concepto de intereses, gastos y costas del juicio. En mayo

de 2010 Petróleos Mexicanos y PR así como la actora interpusieron diversos recursos contra dicha sentencia. El 14 de junio de 2011, el Tribunal Unitario del Décimo Circuito revocó la condena decretada a Petróleos Mexicanos y PR, por considerar improcedente la vía ordinaria civil y condenó a la actora al pago de las costas de la segunda instancia judicial incurridas por la tramitación del juicio. Dicha sentencia fue impugnada vía amparo por la parte actora. Con fecha 23 de enero de 2012 el Tribunal Colegiado en Materia Civil y del Trabajo del Décimo Circuito resolvió negar a la actora el amparo, razón por la cual quedó firme la sentencia emitida en segunda instancia por el Primer Tribunal Unitario, que revocó la condena a Petróleos Mexicanos y PR, por lo que el asunto se encuentra total y definitivamente concluido.

VI. En febrero de 2010, el SAT dio a conocer a PEP las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006, por las contribuciones federales, el IVA y el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, notificada el 22 del mismo mes y año, el SAT determinó diversos créditos fiscales por un monto de \$4,575,208 a cargo de PEP. El 30 de noviembre de 2010, PEP promovió juicio contencioso administrativo (expediente 28733/10-17-03-7) contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, el cual fue admitido el 14 de febrero de 2011. Con fecha de 24 de agosto de 2011 se notificó la contestación de demanda formulada por el SAT, así como el recurso de reclamación promovido por la misma en contra de la admisión de prueba pericial ofrecida por PEP. El 30 de agosto de 2011, se manifestó el recurso de reclamación promovido por PEP y el 6 de septiembre de 2011 el perito designado por PEP aceptó y protestó el cargo. A esta fecha, el juicio se encuentra en etapa de desahogo de pruebas.

VII. En febrero de 2010, el SAT dio a conocer a PR las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006 por las contribuciones federales, el IVA y el Impuesto a los Rendimientos Petroleros. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, el SAT determinó un crédito fiscal a cargo de PR, por la supuesta omisión en el entero de IVA, actualización, recargos y multa, por la cantidad de \$1,553,371. El 30 de noviembre de 2010, PR promovió juicio contencioso administrativo (expediente 28733/10-17-03-7) contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, el cual fue admitido el 14 de febrero de 2011. Con fecha de 24 de agosto de 2011 se notificó la contestación de demanda formulada por el SAT, así como el recurso de reclamación promovido por la misma en contra de la admisión de prueba pericial ofrecida por PR. El 30 de agosto de 2011, se manifestó el recurso de reclamación promovido por PR y el 6 de septiembre de 2011 el perito designado por PR aceptó y protestó el cargo. A esta fecha, el juicio se encuentra en etapa de desahogo de pruebas.

VIII. El 14 de abril de 2010, la señora Irma Ayala Tijerina de Barroso y otros demandaron civilmente a Petróleos Mexicanos y a PGPB ante el Juzgado Séptimo de Distrito en Reynosa, Tamaulipas, el pago de daños y perjuicios, por la cantidad de \$1,490,873, como consecuencia de la posible contaminación en terrenos contiguos a las lagunas de tratamiento de aguas residuales del CPG Reynosa. El 7 de mayo de 2010, Petróleos Mexicanos y PGPB dieron contestación a la demanda, interponiendo, entre otras, la excepción de incompetencia por materia y subsidiariamente por territorio, por estimarse que el conocimiento corresponde al Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa. Adicionalmente se opuso también la incompetencia por razón de territorio al haberse sometido las partes, en el contrato de servidumbre, a la jurisdicción de los tribunales federales de la Ciudad de México, mismo que fue declarado infundado. Petróleos Mexicanos y PGPB apelaron ante el Tercer Tribunal Unitario del Décimo Noveno Circuito, mismo que rechazó dicho recurso. Con fecha 6 de mayo de 2011, ese Tribunal notificó una nueva resolución que desestima la apelación presentada por Petróleos Mexicanos y PGPB. El 26 de mayo de 2011, Petróleos Mexicanos y PGPB promovieron un amparo contra esta resolución, mismo que fue resuelto en

el sentido de confirmar la competencia del Juez Séptimo de Distrito en Reynosa. Una vez que se levante la suspensión del procedimiento, continuará corriendo el periodo de ofrecimiento de pruebas. A esta fecha, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.

IX. En febrero de 2011, EMS Energy Services de México, S. de R.L. de C.V. y Energy Maintenance Services Group I. LLC demandó a PEP ante el Juzgado Tercero de Distrito de Villahermosa, Tabasco (expediente 227/2010). La parte actora reclama, entre otras cosas, la terminación del contrato de obra pública y el pago de daños por un total de US\$193,712 por falta de pago por parte de PEP de acuerdo con lo establecido en dicho contrato. El procedimiento se encuentra en desahogo de pruebas. Mediante acuerdo de 2 de diciembre de 2011, el Segundo Tribunal Unitario del Décimo Circuito, resuelve el toca civil 31/2011-VII, relativo a la apelación promovido por la actora contra el acuerdo de 29 de agosto de 2011, por el que se le desecharon a la actora pruebas supervinientes, ordenándose la admisión de las mismas. El 23 de diciembre de 2011, PEP presentó demanda de amparo indirecto contra la resolución emitida. La parte actora promovió un juicio de amparo indirecto (No. 2185/2010-II), radicado en el Juzgado Cuarto de Distrito en el Estado de Tabasco, impugnando la constitucionalidad de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y la aplicación de la garantía respectiva por la rescisión del contrato de obra. La audiencia constitucional se llevó a cabo el 21 de diciembre de 2011 y a esta fecha se encuentra pendiente el dictado de la sentencia correspondiente. Las actoras promovieron el juicio de amparo indirecto (expediente 556/2011-II), radicado en el Juzgado Quinto de Distrito en Materia Administrativa en el Distrito Federal, impugnando la inconstitucionalidad de la aplicación del artículo 62, fracción II de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas, relacionado con la aplicación de las garantías, con motivo de la rescisión administrativa del contrato decretada por PEP y por sentencia del 31 de octubre de 2011, se sobreseyó en el juicio.

Asimismo, las actoras promovieron el juicio contencioso administrativo (expediente 4957/11-17-07-1), radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, demandando la nulidad de la resolución contenida en el oficio PEP-SDC-1154-2010, de fecha 27 de diciembre de 2010, que contiene la rescisión del contrato y el pago de diversos conceptos por la cantidad de US\$195,225. El 4 de abril de 2011 PEP fue emplazado a juicio, contestando la demanda el 13 de junio del mismo año. Por auto de fecha 9 de mayo de 2011, notificado el 24 de agosto del mismo año, se tiene por desahogado el requerimiento formulado y se admite a trámite la prueba pericial en materia económica y financiera y se requiere a PEP para que designe peritos de su parte y, en su caso, se adicionen los cuestionarios correspondientes. Por resolución del día 11 de mayo de 2011, notificada el 24 de agosto de 2011, se dictó resolución incidental que negó la medida cautelar respecto de retrotraer las circunstancias de la ejecución del contrato y concedió la medida respecto a la suspensión del proceso de elaboración del finiquito, ordenando mantener las cosas en el estado en que se encuentran. A través de auto del 4 de julio de 2011, notificado el 24 de agosto de 2011, se tuvo por contestada la demanda. A esta fecha, el juicio se encuentra en etapa de desahogo de pruebas.

X. Con fecha 5 de julio de 2011, PEP fue notificado de un juicio ordinario civil que fue iniciado por Saboratto S.A. de C.V., ante el Juzgado Décimo Segundo de Distrito en Materia Civil del Distrito Federal (expediente 469/2010). La parte actora demanda, entre otras prestaciones, la responsabilidad civil, daños y perjuicios derivados de los contratos de prestación de servicios de alimentación y hotelería; así como la rescisión judicial y daño moral, entre otros, cuyo monto reclamado es de \$1,451,472. El 5 de agosto de 2011, PEP presentó la contestación de la demanda. Se opuso la excepción de incompetencia, sin embargo, el Juez en auto de 8 de agosto de 2011 determinó no darle trámite. PEP interpuso recurso de apelación, y el Tribunal Unitario que conoció de la misma determinó confirmar el auto recurrido, por lo que PEP promovió amparo indirecto. Mediante escrito de 14 de noviembre de 2011, la parte actora promovió diversas medidas de aseguramiento a fin de

obtener la suspensión de la ejecución de las fianzas otorgadas. Dicha petición fue denegada, por lo que la actora promovió recurso de apelación ante el Tercer Tribunal Unitario en materias Civil y Administrativa (Toca Civil 508/2011). El día 13 de enero de 2012 se llevó a cabo la audiencia constitucional y se emitió sentencia que niega amparo a PEP, por lo que se promovió recurso de revisión y a la fecha de este reporte se está a la espera de que se radique el mismo ante el Tribunal Colegiado correspondiente.

XI. Con fecha 8 de julio de 2011, PEP fue notificado de un juicio contencioso administrativo que fue iniciado por La Compañía Petrolera La Norma, S.A., ante Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa en Tlanepantla, Estado de México (expediente 4334/11-11-02-6) en contra del Director General de Petróleos Mexicanos y del Director General de PEP, señalando como conceptos de impugnación la nulidad de las negativas fictas configuradas por la falta de contestación a los escritos que presentó ante la Dirección General de PEP y de Petróleos Mexicanos en febrero de 2009, a través de los cuales requirió el pago al que dice tener derecho por concepto de la cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros y una indemnización por la cantidad de \$1,552,730. En noviembre de 2011 se contestaron las demandas y por autos de fecha 2 de enero de 2012, se notificó la suspensión del procedimiento derivado del incidente de incompetencia, por razón de territorio, promovido por PEP y Petróleos Mexicanos. A esta fecha, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.

XII. En enero de 1993, PR celebró un contrato de coinversión con Impulsora Jalisciense, S. A. de C. V. ("Impulsora") para establecer una sociedad denominada Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V. ("MdeL"), que tiene por objeto la formulación, envasado, transportación y comercialización de aceites y grasas lubricantes. Actualmente, PR es parte de diversos procesos judiciales y administrativos en relación con esta sociedad, los cuales se encuentran en proceso deliberativo por parte de las autoridades competentes, que incluyen los siguientes:

- Con fecha 3 de noviembre de 1997, la Comisión Federal de Competencia ("CFC") inició una investigación sobre la conducta comercial de PR, derivada de la existencia de una cláusula de exclusividad en los convenios celebrados con los franquiciatarios de las estaciones de servicio, mediante la cual únicamente se les permite a los franquiciatarios vender aceites y lubricantes de la marca PEMEX o de MdeL. Con fecha 10 de julio de 2003, la CFC dictó resolución por la cual considera que se ha acreditado la práctica monopólica y ordena a PR a lo siguiente: (i) no incurrir en práctica monopólica (imposición de cláusulas de exclusividad venta de aceites y lubricantes en contratos de franquicia y suministro, licencia de uso de marcas, entre otros); (ii) modificar contratos eliminando cláusula de exclusividad en un plazo de 6 meses y (iii) la imposición de una multa de 1,500 salarios mínimos vigentes en el Distrito Federal por día transcurrido sin cumplir con esta resolución, que se encuentra firme; sin embargo, el plazo mencionado se encuentra suspendido por determinación judicial, con motivo de un incidente de oposición promovido por Impulsora. Con fecha 23 de enero de 2008, la CFC requirió a PR acreditar haber dado cumplimiento a la resolución de 10 de junio de 2003 (expediente IO-62-97), con excepción de la modificación de los contratos de licencia de uso de marcas. El 12 de febrero de 2008, PR dio contestación señalando diversas irregularidades y manifestando la imposibilidad jurídica para dar cumplimiento a lo instruido por la CFC, derivado de la suspensión definitiva otorgada a Bardahl de México S.A. de C.V. ("Bardahl") por un amparo (expediente 373/2006 actualmente acumulado al expediente 1519/2005), así como por el incidente de oposición promovido por Impulsora contra la ejecución de la sentencia emitida por CFC en julio de 2003. Con fecha 20 de octubre de 2009 PR promovió juicio de amparo (expediente 1691/2009), concediéndose la suspensión provisional y posteriormente la suspensión definitiva de la ejecución de la resolución reclamada. Por sentencia del 17 de febrero de 2011, se concedió el amparo para el efecto de que la CFC deje sin efectos el

acto reclamado y, en su caso, emita otro en el que valore pruebas y funde y motive su determinación. Inconforme con dicha resolución, la CFC promovió recurso de revisión. Se resolvió improcedente por lo que hace a Impulsora y se declararon parcialmente fundados los argumentos expresados por MdeL. Se concedió el amparo promovido por PR. La CFC recurrió dicha resolución mediante recurso de revisión, el cual se radicó ante el Décimo Primer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa (expediente R.A. 180/2011) y dicho recurso se resolvió por sentencia notificada el 27 de septiembre de 2011, confirmando la resolución recurrida y concediendo el amparo a PR. A esta fecha PR está a la espera de que la CFC de cumplimiento a la sentencia.

- El 5 de diciembre de 2005 Impulsora promovió un amparo (expediente No. 1519/2005) ante el Juzgado Quinto de Distrito en materia Administrativa en el Estado de Jalisco (actualmente, el expediente 1085/2009 del Juzgado Tercero de la misma Entidad Federativa) reclamando la inconstitucionalidad de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, así como el procedimiento de emisión del acuerdo que modifica el trámite de incorporación a la franquicia "PEMEX", en el sentido de no limitar a las personas morales interesadas en adquirir una franquicia, para que únicamente comercialicen aceites y lubricantes de la marca "Pemex" o de una filial de PEMEX. Al amparo anterior fue acumulado el expediente 373/2006 promovido por Bardahl, en contra de determinaciones de diversos funcionarios de PR por impedir la venta de grasas y lubricantes de sus marcas en las estaciones de servicio. Por medio de sentencia de 11 de mayo de 2011 se determinó sobreseer el amparo por lo que hace a los actos reclamados por Impulsora y conceder el amparo a Bardahl en el juicio 373/2006 para el único efecto de que PR emita una nueva determinación fundando y motivando las causas por las cuales no se le permite la venta de aceites y grasas lubricantes de las marcas de Bardahl en las estaciones de servicios. El 8 de junio de 2011, PR promovió recurso de revisión contra el amparo a favor de Bardahl. Dicho recurso fue admitido por acuerdo del 16 de junio de 2011 y se encuentra pendiente de resolver.
- El 20 de diciembre de 2005, PR promovió en la vía ordinaria mercantil un juicio contra MdeL, el cual se tramitó ante el Juzgado Segundo de Distrito en materia Civil en el Estado de Jalisco, (expediente No. 127/2005), requiriendo la emisión y publicación de una convocatoria para la celebración de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas para aprobar la información financiera de MdeL, así como para el nombramiento de nuevos consejeros y comisarios, entre otros asuntos. Con fecha 29 de junio de 2007 se dictó sentencia favorable a los intereses de PR condenando a MdeL a la emisión de la convocatoria. PR no ha solicitado la ejecución judicial, en virtud de que se han celebrado Asambleas de manera extrajudicial.
- El 7 de junio de 2006, PR presentó una denuncia de hechos por administración fraudulenta y lo que resulte ante la Procuraduría General de la República por irregularidades cometidas por los miembros del Consejo de Administración de MdeL. A esta fecha, la averiguación se encuentra en proceso de integración. El 21 de diciembre de 2011 PR presentó promoción solicitando se requiera a MdeL para que informe si se han otorgado los sueldos, salarios y otras percepciones sin la autorización del Consejo de Administración de MdeL. Con fecha de 4 de marzo de 2011 se llevó a cabo la junta entre peritos de la Procuraduría General de la República y PR, quienes concluyeron que: 1) por el concepto de perjuicio económico por los sueldos pagados a funcionarios sin autorización, PR tenía derecho al pago de un monto de \$169,101 y 2) el monto del daño patrimonial que ha sufrido PR como socio de MdeL asciende a la cantidad de \$12,087 equivalente al 46.85%, de su participación accionaria en MdeL. El Ministerio Público de la Federación (MPF) envió citatorio al SAT y a MdeL solicitándole que proporcione la información relativa a los sueldos y salarios y otras percepciones pagadas a diversos empleados de MdeL. Ya que MdeL no dio respuesta al requerimiento, el MPF giró recordatorios tanto al SAT como a MdeL para que informen lo requerido sin que hasta la fecha se tenga respuesta.

- El 2 de febrero de 2007, MdeL interpuso una demanda mercantil (expediente No. 28/2007) misma que se tramitó en el Juzgado Primero de Distrito en materia Civil en el Distrito Federal en contra de PR, en la que reclama, entre otras prestaciones, la nulidad de la rescisión y terminación anticipada de los siguientes contratos: i) un contrato de licencia y de marcas; ii) un contrato de suministro de aceites básicos, y; iii) un contrato de maquila de aceites y grasas lubricantes para Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios. Se emitieron las sentencias en primera y segunda instancia absolviendo de todas las prestaciones a PR y confirmando la legalidad de los avisos de rescisión y terminación anticipada. La parte actora interpuso juicio de amparo directo, que se resolvió a su favor, por lo que el Tribunal Unitario dictó nueva resolución declarando procedente la nulidad de los avisos. PR y MdeL interpusieron amparo contra esta resolución por lo que el 30 de junio de 2011 el Noveno Tribunal Colegiado emitió resolución que sobreseyó el amparo promovido por PR y amparó a MdeL. En cumplimiento a la ejecutoria anterior, el 11 de julio de 2011, el Primer Tribunal Unitario en Materia Civil y Administrativa emitió resolución declarando procedente la nulidad de los avisos. El 29 de julio de 2011 PR promovió un nuevo juicio de amparo contra esta resolución; sin embargo, el 1 de diciembre de 2011, el Noveno Tribunal Colegiado negó el amparo a PR. A esta fecha, la resolución final de este proceso se encuentra pendiente.
- Con fecha 2 de mayo de 2007, Bardahl demandó a MdeL y a PR mediante el juicio ordinario mercantil ante el Juzgado Quinto de Distrito en materia Civil del Tercer Circuito de Guadalajara, Jalisco (expediente 95/2007) en el que reclama la nulidad del contrato de licencia de uso de marcas de fecha 19 de enero de 1993 y su convenio modificatorio celebrado entre PR y MdeL y en el cual PR se obligó a incluir, en los contratos de franquicia y suministro que celebre con las estaciones de servicio de México, una cláusula de exclusividad en virtud de la cual los franquiciatarios se obligan a vender en las estaciones franquiciadas únicamente los productos autorizados por PR, comercializados bajo las marcas licenciadas de MdeL; así como el pago de los daños y perjuicios ocasionados, como consecuencia de la práctica monopólica consistente en la ganancia lícita que Bardahl ha dejado de percibir como consecuencia de no permitírsele la comercialización de los aceites y lubricantes que elabora, dentro de las estaciones de servicios de México. El perito tercero en discordia determinó que se han ocasionado perjuicios por un monto de \$6,210,692 en contra de Bardahl. Mediante acuerdo de fecha 20 de junio de 2011, el Juzgado Quinto de Distrito en materia Civil del Tercer Circuito de Guadalajara, Jalisco determinó cerrar el periodo probatorio sin señalar fecha para la junta de peritos. Dicho auto fue recurrido por PR el 30 de junio de 2011 y la resolución fue confirmada en contra de PR. A la fecha está en trámite el recurso de revisión interpuesto por PR en contra del auto que desechó el amparo promovido por PR en contra de dicha resolución, lo cual no suspende el procedimiento. A esta fecha, no se ha emitido una resolución definitiva en este procedimiento.

Los resultados de los procesos incluidos en estos estados financieros son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes.

18 Reservas de hidrocarburos (no auditada)

La información presentada en esta nota es sólo para propósitos informativos. De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la Ley de Petróleos Mexicanos todas las reservas de petróleo y otros hidrocarburos en México son propiedad de la Nación. De acuerdo con la normatividad aplicable, PEMEX a través de PEP tiene el derecho exclusivo de su extracción y explotación pero debido a que no son de su propiedad no las tiene registradas en su contabilidad. PEP estima las reservas con base en las definiciones, métodos y procedimientos establecidos por la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X de la US Securities and Exchange Commission, (SEC)” (la “Regla 4-10(a) y en los casos necesarios en las “Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the Society of Petroleum Engineers as of February 19, 2007” (las Normas para la estimación y auditoría de Reservas de Petróleo y Gas promulgadas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros el 19 de febrero de 2007), que son los aceptados por la industria petrolera internacional. La estimación de las reservas depende de la interpretación de los datos y puede variar de un analista a otro; en adición los resultados de perforaciones, pruebas y producción posteriores a la fecha de la estimación son utilizadas para futuras revisiones de la estimación de reservas. Al 1o de enero de 2012 la reservas probadas de hidrocarburos en México ascienden a 13.8 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

19 Información financiera por segmentos

El negocio principal de PEMEX es la exploración, producción de petróleo crudo y gas natural, así como la producción, proceso y distribución de productos petrolíferos y petroquímicos, por lo que, PEMEX ha definido, principalmente, cuatro segmentos sujetos a informar: PEP, PR, PGPB y PPQ. Debido a su estructura, existen cantidades importantes de ventas entre los segmentos sujetos a informar, las cuales están basadas en precios de mercado.

Las fuentes principales de ingresos para los segmentos son como se describen a continuación:

- PEP percibe ingresos de las ventas nacionales de petróleo crudo, así como de la exportación de petróleo crudo, a través de algunas de las compañías del Grupo PMI. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI CIM a cerca de 25 clientes principales en varios mercados en el extranjero. Aproximadamente la mitad del crudo de PEMEX se vende en el mercado nacional.
- PR percibe ingresos derivados de las ventas de productos de petróleo refinado y sus derivados. La mayoría de las ventas de PR se destinan a terceros y tienen lugar dentro del mercado nacional. PR suministra a la Comisión Federal de Electricidad (“CFE”) una porción significativa de su producción de petróleo combustible y a Aeropuertos y Servicios Auxiliares turbosina. Los productos más importantes de PR son las gasolinas.
- PGPB percibe ingresos de fuentes domésticas; también consume niveles elevados de su propia producción de gas natural. La mayoría de los ingresos de PGPB se obtienen a través de la venta de gases etano y butano.
- PPQ participa en la venta de productos petroquímicos al mercado doméstico. PPQ ofrece una amplia gama de productos; los productos que generan el mayor ingreso son los derivados del metano, los derivados del etano, los aromáticos y los derivados.

A continuación se muestra la información financiera de cada segmento sujeto a informar en forma condensada. En esta información se ha determinado después de las eliminaciones por utilidades o (pérdidas) no realizadas. Los segmentos que aquí se reportan son los mismos, que la administración considera para el análisis de la empresa.

Año terminado el 31 de diciembre de 2011:	PEP	PR	PGPB	PPQ	Corporativo y compañías subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:							
Clientes externos	-	621,678,105	128,665,354	28,854,514	772,965,362	-	1,552,163,336
Intersegmentos	1,270,839,926	75,154,806	77,479,563	14,583,501	424,517,960	(1,862,575,756)	-
Ingresos por servicios	-	3,619,441	1,082,588	-	47,887,102	(46,323,545)	6,265,586
Costo de lo Vendido	264,576,555	943,739,831	200,365,430	45,562,513	1,189,796,549	(1,863,415,339)	780,625,539
Rendimiento bruto	1,006,263,371	(243,287,479)	6,862,075	(2,124,498)	55,573,875	(45,483,961)	777,803,383
Gastos generales	28,782,183	46,731,204	10,890,458	10,191,411	45,939,588	(46,156,786)	96,378,058
Rendimiento (pérdida) de operación	977,481,188	(290,018,683)	(4,028,383)	(12,315,909)	9,634,287	672,825	681,425,325
Otros ingresos	23,813,989	173,375,469	330,873	361,886	(1,815,189)	(522,144)	195,544,884
Resultado integral de financiamiento	(70,874,322)	(22,848,216)	3,036,493	(755,810)	(57,485)	(142,046)	(91,641,386)
Intereses a cargo	(42,188,969)	(16,635,802)	(5,367,648)	(756,538)	(85,929,986)	88,247,878	(62,631,065)
Intereses a favor	18,121,683	395,051	8,665,856	16,533	90,981,103	(88,389,924)	29,790,302
(Pérdida) utilidad en cambios	(46,807,036)	(6,607,465)	(261,715)	(15,805)	(5,108,602)	-	(58,800,623)
Participación en los resultados de subsidiarias no consolidadas, asociadas y otras	39,873	-	(341,562)	-	(92,059,500)	91,564,791	(796,398)
Impuestos y derechos	871,471,372	-	528,520	10,532	4,005,322	-	876,015,746
Activo Circulante	820,462,659	385,466,859	101,064,011	89,456,812	1,029,275,435	(2,068,255,524)	357,470,252
Inversiones permanentes en compañías no consolidadas, asociadas y otras	793,092	157,094	3,466,391	-	314,645,188	(306,148,401)	12,913,364
Pozos, ductos, inmuebles y equipo	861,928,356	218,872,735	42,472,947	19,251,120	9,980,522	-	1,152,505,680
Total Activo	1,685,887,427	604,779,078	149,301,746	109,586,555	2,004,713,734	(3,020,923,564)	1,533,344,976
Pasivo Circulante	414,738,364	467,072,805	32,253,242	24,776,254	1,375,789,847	(2,061,160,610)	253,469,902
Deuda a largo plazo	620,556,799	33,166,720	1,711,125	255,062	659,513,489	(642,928,085)	672,275,110
Reserva para beneficios a los empleados	252,290,666	248,626,775	60,481,355	68,344,634	101,273,569	-	731,016,999
Total Pasivo	1,343,156,185	756,848,808	100,015,320	93,718,925	2,148,304,286	(2,714,779,419)	1,727,264,105
Total Patrimonio	342,731,242	(152,069,730)	49,286,426	15,867,630	(143,590,552)	(306,144,145)	(193,919,129)
Depreciación y amortización	83,487,809	9,146,072	3,324,447	1,194,664	600,027	-	97,753,019
Costo neto del periodo por beneficios a los empleados	35,212,980	33,742,361	7,306,891	8,967,083	17,601,889	-	102,831,204
Altas de activo fijo	160,797,360	26,919,019	3,519,963	2,563,207	819,288	-	194,618,837

Año terminado el 31 de diciembre de 2010:	PEP	PR	PGPB	PPQ	Corporativo y compañías subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:							
Clientes externos	-	533,722,826	125,391,708	24,738,801	592,907,683	-	1,276,761,018
Intersegmentos	980,603,172	68,864,848	74,064,806	16,587,113	306,866,463	(1,446,986,402)	-
Ingresos por servicios	-	3,469,042	-	-	46,364,151	(44,529,901)	5,303,292
Costo de lo Vendido	236,169,274	711,894,429	187,108,924	46,414,268	896,297,562	(1,446,529,412)	631,355,045
Rendimiento bruto	744,433,898	(105,837,713)	12,347,590	(5,088,354)	49,840,735	(44,986,891)	650,709,265
Gastos generales	32,370,161	49,435,633	11,143,239	9,906,458	44,703,183	(43,305,943)	104,252,731
Rendimiento (pérdida) de operación	712,063,737	(155,273,346)	1,204,351	(14,994,812)	5,137,552	(1,680,948)	546,456,534
Otros ingresos	(7,137,804)	74,799,496	940,582	315,205	1,102,140	1,565,909	71,585,528
Resultado integral de financiamiento	(20,888,539)	(2,238,951)	2,856,243	(38,918)	8,231,872	108,957	(11,969,338)
Intereses a cargo	(49,690,987)	(5,088,732)	(7,714,889)	(155,553)	(108,655,298)	96,923,377	(74,382,082)
Intereses a favor	13,907,031	1,027,142	10,284,938	175,771	113,664,951	(96,814,422)	42,245,411
Utilidad o pérdida en cambios	14,895,417	1,822,639	286,194	(59,136)	3,222,219	-	20,167,333
Participación en los resultados de subsidiarias no consolidadas, asociadas y otras	143,187	-	422,515	-	(53,908,778)	54,883,764	1,540,688
Impuestos y derechos	649,813,771	-	1,651,736	34,562	2,640,580	-	654,140,649
Rendimiento (pérdida) Neto	34,366,810	(82,712,801)	3,771,955	(14,753,087)	(42,077,794)	54,877,680	(46,527,237)
Activo Circulante	740,040,846	371,822,357	100,395,835	90,172,530	917,048,063	(1,903,569,092)	315,910,539
Inversiones permanentes en compañías no consolidadas, asociadas y otras	753,219	157,094	1,983,237	-	393,300,226	(385,077,696)	11,116,080
Pozos, ductos, inmuebles y equipo	789,473,758	201,826,731	42,383,097	17,793,522	9,910,793	-	1,061,387,901
Total Activo	1,532,989,752	574,161,377	145,041,538	109,125,112	1,878,731,690	(2,844,852,889)	1,395,196,580
Pasivo Circulante	433,338,544	323,872,240	29,850,392	17,323,008	1,294,574,158	(1,891,704,714)	207,253,628
Deuda a largo plazo	532,529,418	30,896,536	2,855,608	318,043	561,793,958	(553,222,766)	575,170,797
Reserva para beneficios a empleados	228,029,915	225,323,759	55,740,944	62,105,361	90,165,086	-	661,365,065
Total Pasivo	1,249,247,867	587,354,957	94,353,467	80,046,330	1,955,267,780	(2,459,771,710)	1,506,498,691
Total Patrimonio	283,741,885	(13,193,580)	50,688,071	29,078,782	(76,536,090)	(385,081,179)	(111,302,111)
Depreciación y amortización	82,244,686	8,906,150	3,531,638	1,165,828	633,479	-	96,481,781
Costo neto del periodo de Beneficios a empleados	38,822,191	38,974,527	7,768,779	10,617,542	18,092,002	-	114,275,041
Altas de activo fijo	176,378,713	24,585,557	3,631,301	2,217,343	1,209,831	-	208,022,745

Año terminado el 31 de diciembre de 2009:	PEP	PR	PGPB	PPQ	Corporativo y compañías subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:							
Clientes externos	-	466,238,279	111,245,384	18,885,357	488,260,795	-	1,084,629,815
Intersegmentos	827,653,321	61,000,823	60,722,516	31,068,976	215,206,070	(1,195,651,706)	-
Ingresos por servicios	-	3,376,277	-	-	43,559,432	(41,644,193)	5,291,516
Costo de lo Vendido	220,418,954	615,983,431	164,253,248	58,813,358	696,981,974	(1,195,608,182)	560,842,783
Rendimiento bruto	607,234,367	(85,368,052)	7,714,652	(8,859,025)	50,044,323	(41,687,717)	529,078,548
Gastos generales	30,868,207	44,330,942	12,441,773	11,396,339	42,425,846	(40,954,107)	100,509,000
Rendimiento (pérdida) de operación	576,366,160	(129,698,994)	(4,727,121)	(20,255,364)	7,618,477	(733,610)	428,569,548
Otros ingresos	(4,554,980)	40,826,235	1,018,719	562,183	1,170,399	746,203	39,768,759
Resultado integral de financiamiento	(27,778,182)	(157,022)	2,748,592	100,489	9,778,256	-	(15,307,867)
Intereses a cargo	(48,698,896)	(10,516,967)	(14,304,400)	(158,862)	(89,050,953)	84,429,983	(78,300,095)
Intereses a favor	8,642,352	10,213,330	17,387,615	239,168	96,255,149	(84,429,983)	48,307,631
Utilidad o (pérdida) Cambiaría	12,278,362	146,615	(334,623)	20,183	2,574,060	-	14,684,597
Participación en los resultados de subsidiarias no consolidadas, asociadas y otras	-	-	524,258	-	(103,506,108)	102,214,622	(767,228)
Impuestos y derechos	538,596,544	3,309,822	692,647	290,507	3,743,538	-	546,633,058
Rendimiento (pérdida) Neto	5,436,454	(92,339,603)	(1,128,199)	(19,883,199)	(88,682,514)	102,227,215	(94,369,846)

La administración mide el desempeño de los diversos segmentos con base a la utilidad de operación y a la utilidad neta individual sin eliminaciones por utilidades o pérdidas no realizadas; así mismo, la administración también mide el desempeño de los diversos segmentos analizando el impacto que tiene los resultados por segmentos en los estados financieros consolidados; por lo que en la siguiente hoja se incluye la conciliación entre tal información individual y la utilizada para efectos de consolidación.

Año terminado el 31 de diciembre de 2011:	PEP	PR	PGPB	PPQ	Corporativo y compañías subsidiarias
Ingresos:					
Individuales	\$ 1,270,854,326	703,698,643	208,111,307	43,445,669	1,246,062,596
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(14,400)	(3,246,291)	(883,802)	(7,654)	(692,172)
Consolidados	1,270,839,926	700,452,352	207,227,505	43,438,015	1,245,370,424
Resultado de Operación:					
Individuales	981,895,225	(257,569,039)	(1,934,492)	(11,566,865)	10,164,740
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(14,400)	(3,246,291)	(883,802)	(7,654)	(692,172)
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	1,877	(29,203,353)	(1,210,089)	(741,390)	161,719
Eliminación de productos refinados capitalizados	(4,520,495)	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-
Consolidados	977,481,188	(290,018,683)	(4,028,383)	(12,315,909)	9,634,287

Año terminado el 31 de diciembre de 2011:	PEP	PR	PGPB	PPQ	Corporativo y compañías subsidiarias
Resultados netos:					
Individuales	\$ 63,410,805	(107,041,786)	562,792	(11,971,321)	(47,528,276)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(14,400)	(3,246,291)	(883,802)	(7,654)	(692,172)
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	1,877	(29,203,353)	(1,210,089)	(741,390)	161,719
Eliminación de productos refinados capitalizados	(4,520,495)	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(7,412)	-	-	-	(40,244,480)
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-
Consolidados	58,989,356	(139,491,430)	(1,531,099)	(12,720,365)	(88,303,209)
Total de activos:					
Individuales	1,693,164,429	677,240,386	152,524,413	111,829,414	2,047,840,002
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(4,419,930)	(958,022)	(7,654)	8,254,430
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(12,523)	(68,041,378)	(2,264,645)	(2,235,205)	(11,136,218)
Eliminación de productos refinados capitalizados	(4,520,495)	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(7,412)	-	-	-	(40,244,480)
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	(2,736,572)	-	-	-	-
Consolidados	1,685,887,427	604,779,078	149,301,746	109,586,555	2,004,713,734
Total de pasivos:					
Individuales	1,343,156,185	756,848,808	100,015,320	93,718,925	2,150,406,420
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	-	-	-	-	(2,102,134)
Consolidados	1,343,156,185	756,848,808	100,015,320	93,718,925	2,148,304,286

Año terminado el 31 de diciembre de 2010:	PEP	PR	PGPB	PPQ	Corporativo y compañías subsidiarias
Resultados netos:					
Individuales	\$ 979,563,741	605,155,570	199,151,783	41,305,870	946,828,328
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	1,039,431	901,146	304,731	20,044	(690,031)
Consolidados	980,603,172	606,056,716	199,456,514	41,325,914	946,138,297
Resultado de Operación:					
Individuales					
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	1,039,431	901,146	304,731	20,044	690,031
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(154,979)	2,992,782	308,712	(126,070)	1,044,418
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-
Consolidados	712,063,737	(155,273,346)	1,204,351	(14,994,812)	5,137,552
Resultados netos:					
Individuales	33,359,800	(86,606,729)	3,158,512	(14,647,061)	(50,955,049)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	1,039,431	901,146	304,731	20,044	690,031
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(154,979)	2,992,782	308,712	(126,070)	1,044,418
Eliminación del método de participación	3,577	-	-	-	7,142,806
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	-	-	-	-
Consolidados	34,366,810	(82,712,801)	3,771,955	(14,753,087)	(42,077,794)
Total de activos:					
Individuales	1,535,841,727	614,173,040	146,170,314	110,618,926	1,869,920,721
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(1,173,638)	(74,220)	-	(4,785,455)
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	-	(38,838,025)	(1,054,556)	(1,493,814)	6,453,618
Eliminación del método de participación	3,577	-	-	-	7,142,806
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	(2,855,552)	-	-	-	-
Consolidados	1,532,989,752	574,161,377	145,041,538	109,125,112	1,878,731,690

Año terminado el 31 de diciembre de 2010:	PEP	PR	PGPB	PPQ	Corporativo y compañías subsidiarias
Total pasivos:					
Individuales	\$ 1,249,247,867	587,354,957	94,353,467	80,046,330	1,956,677,742
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	-	-	-	-	(1,409,962)
Consolidados	1,249,247,867	587,354,957	94,353,467	80,046,330	1,955,267,780

Año terminado el 31 de diciembre de 2009:	PEP	PR	PGPB	PPQ	Corporativo y compañías subsidiarias
Ingresos:					
Individuales	\$ 828,692,752	532,690,662	172,346,850	49,974,377	747,745,731
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(1,039,431)	(2,074,784)	(378,951)	(20,044)	(719,930)
Consolidados	827,653,321	530,615,878	171,967,899	49,954,333	747,025,801
Resultado de Operación:					
Individuales	577,250,612	(85,793,404)	(2,984,902)	(18,867,575)	8,231,066
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(1,039,431)	(2,074,784)	(378,951)	(20,044)	(719,930)
Eliminación de los ingresos intersegmentos, no realizadas	154,979	309,350	56,502	2,988	107,341
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	-	(42,140,156)	(1,419,770)	(1,370,733)	-
Consolidados	576,366,160	(129,698,994)	(4,727,121)	(20,255,364)	7,618,477
Resultados netos:					
Individuales	6,320,906	(48,434,013)	614,020	(18,495,410)	(39,537,286)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(1,039,431)	(2,074,784)	(378,951)	(20,044)	(719,930)
Eliminación de los ingresos intersegmentos, no realizadas	154,979	309,350	56,512	2,988	107,341
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	-	(42,140,156)	(1,419,770)	(1,370,733)	-
Eliminación del método de participación	-	-	-	-	(48,532,639)
Consolidados	5,436,454	(92,339,603)	(1,128,189)	(19,883,199)	(88,682,514)

A continuación se muestra la información por segmentos geográficos:

	2011	2010	2009
1) Ingresos			
Nacionales	\$ 779,197,974	683,853,335	596,369,519
En el exterior:			
Estados Unidos	613,805,564	491,091,912	400,445,291
Canadá, Centro y Sudamérica	34,921,636	16,875,503	10,636,415
Europa	70,567,172	56,526,837	46,877,837
Otros países	53,670,990	28,413,431	30,300,753
	772,965,362	592,907,683	488,260,296
Ingresos por servicios	6,265,586	5,303,292	5,291,516
Total de ingresos	\$ 1,558,428,922	1,282,064,310	1,089,921,331

PEMEX no tiene activos de larga duración significativos fuera de México.

A continuación se muestran los ingresos por productos:

	2011	2010	2009
Nacionales			
Petróleo crudo	-	-	-
Productos de petróleo refinado y derivados (gasolinas)	676,407,259	583,747,164	513,433,566
Gas	65,847,550	68,731,777	59,915,812
Productos petroquímicos	36,943,165	31,374,394	23,020,141
Total ventas nacionales	\$ 779,197,974	683,853,335	596,369,519
Exportación			
Petróleo crudo	614,161,757	452,906,600	343,930,095
Productos de petróleo refinado y derivados (gasolinas)	73,015,036	61,156,894	60,258,367
Gas	18,182	401,460	1,023,193
Productos petroquímicos	3,231,426	3,108,686	1,683,653
Venta subsidiarias a tercero	82,538,961	75,334,043	81,364,988
Total ventas exportación	\$ 772,965,362	592,907,683	488,260,296

20 Entorno fiscal

El 21 de diciembre de 2005 en el Diario Oficial de la Federación, se publicó el nuevo régimen fiscal para Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, el cual entró en vigor el 1o. de enero de 2006, el cual sufre modificaciones el 1o. de octubre de 2007 y el 13 de noviembre de 2008. Bajo este régimen fiscal el esquema de derechos de PEP queda establecido en la Ley Federal de Derechos (LFD), y los impuestos previstos en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF) del ejercicio fiscal respectivo son aplicables a PEMEX a excepción de PEP. El régimen fiscal sufrió modificaciones el 1o. de octubre de 2007, el 13 de noviembre de 2008 y el 27 de noviembre de 2009. Nuevas modificaciones a la LFD entró en vigor el 1 de enero de 2011, incluso las siguientes:

- I. Se define una nueva fuente de extracción (campos marginales), para el pago de los derechos sobre extracción, especial y adicional sobre hidrocarburos (régimen especial, que antes aplicaba sólo a la producción de los paleocanales de Chicontepec y de las aguas profundas del Golfo de México) y del derecho ordinario sobre hidrocarburos (régimen general). Estos campos estarán sujetos a sus niveles de producción para tributar en uno u otro régimen, con base en las reglas establecidas en la propia LFD.
- II. Para el 2011, el inventario de campos marginales fue publicado directamente en un artículo transitorio de Ley, indicando que la SHCP autorizará a mas tardar el 30 de noviembre de cada año, las modificaciones al inventario que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal.
- III. Las bases fiscales de los derechos sobre extracción de hidrocarburos (DSEH), especial sobre hidrocarburos (DESH) y adicional sobre hidrocarburos (DASH), se circunscriben a la extracción de hidrocarburos de los campos marginales producción base, Chicontepec general, Chicontepec segregados y Aguas Profundas.

El régimen fiscal de PEMEX contempla los siguientes derechos:

(a) **Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH)**

La tasa aplicable en 2011 fue del 72.5% y del 73.00% en 2010. La base para el cálculo de este derecho es el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año menos las deducciones permitidas en la LFD (parte de las inversiones, más algunos costos, gastos y derechos).

Durante 2011 PEP entero anticipos diarios y semanales, y pagos provisionales mensuales, que ascendieron a \$184,499,470, \$184,499,432 y \$363,571,787 respectivamente, dando un total de \$732,570,689, los cuales se acreditaron al pago del DOSH. Durante 2010 los anticipos diarios, semanales y pagos provisionales mensuales ascendieron a \$182,051,780, \$182,051,636 y \$178,669,965, respectivamente, dando un total de \$542,773,381 que se acreditaron al pago del DOSH.

En la determinación de este derecho es susceptible aplicar deducciones que provienen del valor remanente de las inversiones realizadas con anterioridad a la entrada en vigor del actual régimen fiscal, lo cual representa una deducción diferida, denominada diferencia temporal, de conformidad con la NIF D-4 "Impuestos a la utilidad" (No aplica), en un periodo remanente máximo de diez años, cuyo efecto, en caso de aplicarse, sería favorable hasta por aproximadamente \$302,763,680 dependiendo de ciertas condiciones establecidas en la LFD. A la fecha no se ha reconocido el efecto de estas deducciones diferidas debido a que se estima es poco probable que se lleguen a materializar; la posibilidad de ejercer estas deducciones termina en el ejercicio 2017.

La producción que está sujeta al régimen especial no está sujeta al DOSH.

(b) **Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización**

PEP está obligado al pago de este derecho, cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda los US\$22. La tasa aplicable será del 1% al 10%, dependiendo del precio promedio, cuyo tope será de US\$31, precio a partir del cual se pagará la tasa del 10%. La recaudación anual que genere la aplicación de este derecho se destinará al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.

(c) **Derecho extraordinario sobre la exportación de crudo**

Este derecho se calculará aplicando la tasa de 13.1% sobre el valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio considerado en la estimación de los Ingresos de la Federación del ejercicio, por el volumen total de exportación acumulado de petróleo crudo mexicano. El derecho efectivamente pagado es acreditable contra el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización. Los ingresos provenientes de este derecho se destinarán a las Entidades Federativas a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas. El umbral del derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo (DESEP) fue de US\$65 por barril en 2011 y de US\$59 por barril en 2010.

(d) **Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía**

La tasa aplicable para 2011 será del 0.50% (en 2010 del 0.40%) sobre el valor de la producción total extraída de crudo y gas natural durante el año. La recaudación se distribuirá de la siguiente forma:

(e) **Derecho para la fiscalización petrolera**

La tasa aplicable será del 0.003% sobre el valor de la producción total extraída de crudo y gas natural durante el año. La recaudación se destinará a la Auditoría Superior de la Federación de acuerdo con el Presupuesto de Egresos de la Federación.

(f) **Derecho Único sobre Hidrocarburos**

Este derecho se determina sobre el valor de la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos abandonados y en proceso de abandono, sin deducción alguna, la tasa aplicable será del 37% al 57% de acuerdo al precio promedio ponderado anual

de barril de petróleo crudo mexicano exportado. Mediante reforma a la LFD publicada el 18 de noviembre de 2010, en el Diario Oficial de la Federación, se derogó el Derecho Único sobre Hidrocarburos, quedando este derecho sin efectos a partir del 1o. de enero de 2011.

(g) **Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos**

Para 2011 este derecho se causa aplicando una tasa fija del 15% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído de cada uno de los campos señalados en la LFD, siendo estos los siguientes:

- I. Como una sola unidad, la totalidad de los campos en el Paleocanal de Chicontepec.
- II. Los campos en el Paleocanal de Chicontepec que hayan sido segregados en los términos de Ley.

A partir de octubre de 2011 la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con la autorización de la SHCP declaró la segregación de 29 campos de Chicontepec.

- III. Los campos en aguas profundas.

Durante 2011 no hubo extracción de crudo y gas natural de campos en aguas profundas.

- IV. Los campos marginales únicamente respecto a la producción incremental anual que se obtenga una vez alcanzada la producción base anual. A la producción base anual se aplicarán los derechos previstos en los artículos 254 a 257 de la LFD (régimen general).

La recaudación anual que genere la aplicación de este derecho se destinará al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.

(h) **Derecho Especial sobre Hidrocarburos**

Este derecho sufre modificaciones a partir del 1o. de enero de 2010 y se determina sobre el valor de la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, segregados y aguas profundas, así como a la producción incremental de los campos marginales, menos las deducciones permitidas, las cuales no excederán del costo límite establecido en el Art. 257 Quáter de la LFD y la tasa aplicable será del 30% o del 36% de acuerdo a la producción acumulada.

(i) **Derecho Adicional sobre Hidrocarburos**

Este derecho inicia su vigencia a partir del 1o. de enero de 2010 y se determina a partir de que el precio del barril de crudo equivalente supere los US\$63.91 en el 2011 y los US\$60 en 2010; este importe se actualizará anualmente conforme al Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América (IPPUSA por sus siglas en inglés), este derecho se calculará aplicando una tasa del 52% por cada dólar adicional a dicho precio.

(j) **Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)**

Conforme a las disposiciones vigentes, PEMEX es sujeta del IEPS, el cual se causa al momento de efectuar la enajenación e importación de gasolinas y diesel. El IEPS es enterado en forma mensual ante la SHCP, una vez descontados los anticipos que de manera diaria entera PR, de acuerdo con las disposiciones vigentes. Las tasas aplicables a este impuesto dependen de factores tales como el tipo de producto, precio de referencia, la región en la que se vende, fletes incrementables y comisiones que apliquen.

A partir del 1o. de enero de 2006 se modificó la Ley mencionada permitiéndole a PR reconocer como beneficio el efecto de la tasa negativa de IEPS, el cual se genera cuando los precios de venta al mercado nacional son menores que el precio de venta en el mercado internacional. La dinámica ascendente de los precios internacionales de los hidrocarburos y de los productos petrolíferos, ocasionó que en 2011 y 2010 se

presentara un efecto de tasa negativa del IEPS. Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 el efecto de la tasa negativa del IEPS reconocido como otro ingreso fue de \$178,861,838, \$73,582,280 y \$37,247,260, respectivamente.

(k) **Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)**

El IRP, aplicable a los organismos excepto PEP, se calcula aplicando la tasa del 30% sobre el excedente de la totalidad de ingresos menos las deducciones autorizadas por las reglas específicas que al efecto emite SHCP, de acuerdo con la LIF, vigente al 31 de diciembre 2011 y 2010.

La provisión del IRP, se integra como sigue:

	2011	2010	2009
IRP causado	\$ 555,333	2,271,848	2,464,890
IRP diferido	153,136	187,709	37,761
Total de IRP	\$ 708,469	2,459,557	2,502,651

Durante 2011 PEMEX, a excepción de PEP, enteró anticipos diarios y semanales determinados por la SHCP, que ascendieron a \$750,805 y \$750,672, respectivamente, dando un total de \$1,501,477, los cuales se acreditarán del pago anual del IRP. Durante 2010 los anticipos diarios y semanales determinados por la SHCP, ascendieron a \$1,198,660 y \$1,225,848, respectivamente, dando un total de \$2,424,508, mismos que se acreditarán del pago anual del IRP de ese año.

El IRP se enterará mediante declaración que se presentará ante la Tesorería de la Federación, a más tardar el último día hábil del mes de marzo de 2012. Al IRP que resulte en el ejercicio fiscal, se le acreditarán los anticipos diarios y semanales de IRP realizados durante el ejercicio fiscal.

PEMEX será quien cumpla por sí y por cuenta de sus Organismos Subsidiarios las obligaciones señaladas en la LIF y en las demás leyes fiscales. Para tal efecto, Petróleos Mexicanos será solidariamente responsable del pago de contribuciones, aprovechamientos y productos, que correspondan a sus organismos subsidiarios.

Los principales conceptos que originan el saldo del pasivo por IRP diferido son:

	2011	2010
IRP diferido activo:		
Anticipos de clientes	\$ 43,948	38,530
Provisiones y otros ⁽¹⁾	442,674	214,320
Reserva de gasto de protección ambiental	5,857	5,857
Estimación para cuentas de dudosa recuperación	69,231	30,882
Reserva para obsoletos y lento movimiento	79,358	64,236
Total de activos diferidos	641,068	353,825
Reserva de valuación	(40,016)	-
IRP activo diferido, netos	601,052	353,825
IRP diferido (pasivo):		
Seguros pagados por anticipado	(11)	(10,681)
Ductos, planta, inmuebles y equipo	(5,985,570)	(5,574,537)
IRP diferido pasivo	(5,985,581)	(5,585,218)
Pasivo a largo plazo, neto	\$ (5,384,529)	(5,231,393)

(1) Incluye IRP diferido de Corporativo y PGPB.

La conciliación de la tasa legal del IRP del 30% y la tasa efectiva expresada como un porcentaje del rendimiento antes de IRP es como se ve a continuación:

	2011	2010	2009
Gasto "esperado"	\$ 1,331,719	3,789,806	2,880,838
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	(1,416,820)	(1,451,240)	(915,759)
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	171,248	(186,344)	(1,104,432)
Participación en inversiones	14,826	(15,558)	(430,984)
Gastos no deducibles	681,254	189,219	2,066,042
Otros, neto	(73,758)	133,674	6,946
Gasto por impuestos al rendimiento	\$ 708,469	2,459,557	2,502,651

(l) **Impuesto al valor agregado (IVA)**

Para el IVA se determinan pagos mensuales definitivos en flujo, de acuerdo con las disposiciones de la Ley del IVA, aplicable a los contribuyentes de este impuesto.

(m) **Impuesto Sobre la Renta**

Algunas compañías subsidiarias son sujetas de la Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR) y de la Ley del Impuesto Empresarial a Tasa Única (IETU) y se causa el que resulte mayor entre el ISR y el IETU.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, dichas compañías generaron ISR como se muestra a continuación:

	2011	2010	2009
ISR causado	\$ 4,771,594	1,629,875	1,900,467
ISR diferido	(1,151,063)	94,931	(144,619)
	\$ 3,620,531	1,724,806	1,755,848

Los principales conceptos que originan el saldo del pasivo por ISR diferido son:

	2011	2010
ISR diferido activo:		
Provisiones	\$ 580,041	621,843
Anticipo de clientes	16,736	36,759
Pasivos acumulados	1,056,992	21,691
Cuentas incobrables	26,390	24,721
Instrumentos financieros derivados	15,065	99,012
ISR diferido activo	1,695,224	804,026
ISR diferido (pasivo):		
Ductos, planta, inmuebles y equipo	(1,268,126)	(2,774,652)
Arrendamientos financieros	(718,189)	-
Otros	(542,213)	(13,741)
ISR diferido (pasivo)	(2,528,528)	(2,788,393)
Pasivo a largo plazo, neto	\$ (833,304)	(1,984,367)

El gasto atribuible a la utilidad por operaciones continuas antes del impuesto sobre la renta, fue diferente del que resultaría de aplicar la tasa del 30% a la utilidad, como resultado de las partidas que se mencionan a continuación:

	2011	2010	2009
Gasto "esperado"	\$ 3,319,998	1,198,550	1,837,132
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	24,352	(34,055)	(80,936)
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	4,783	216,164	-
Gastos no deducibles	153,856	344,147	-
Otros, neto	117,542	-	(348)
Gasto por impuesto sobre la renta	\$ 3,620,531	1,724,806	1,755,848

21 Eventos subsecuentes

A partir del 1o. de enero de 2012 entra en vigor como parte de los impuestos y derechos, el "Derecho para regular la exploración y explotación de hidrocarburos", el cual contempla una tasa del 0.03% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. A cuenta del impuesto anual se harán pagos mensuales provisionales dentro de los siete días hábiles después de terminado el mes de calendario correspondiente. Asimismo se deberá de presentar declaración anual a más tardar el último día hábil del mes siguiente al cierre del ejercicio.

El 24 de enero de 2012, Petróleos Mexicanos emitió bonos por un monto de US\$2,100,000 a una tasa de 4.875% y con vencimiento en 2022 bajo el programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C. Los bonos están garantizados por PEP, PGPB y PR.

Durante el período del 1o. de enero al 16 de marzo de 2012, PMI Holding B.V. obtuvo US\$2,694,000 de su línea de crédito revolvente y realizó pagos por US\$2,544,000.

El 13 de marzo de 2012 fue renovado un equity swap con las mismas características y condiciones, por lo que la participación de PEMEX en Repsol no fue modificada. La nueva fecha de vencimiento es el 13 de marzo de 2013 (ver nota 12 (v)).

A la fecha de emisión de estos estados financieros, el precio promedio del petróleo crudo de exportación es de US\$115.54 por barril; este precio se incrementó aproximadamente en 9.0% sobre el mismo precio promedio del 31 de diciembre de 2011 que era de US\$105.96 por barril.

A la fecha de la emisión de los estados financieros consolidados dictaminados de PEMEX, el tipo de cambio es de \$12.6719 pesos por dólar, 9.4% menor que el tipo de cambio del 31 de diciembre de 2011, de \$13.9904.

Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF", IFRS por sus siglas en inglés)-

En enero de 2009, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), hizo adecuaciones a la regulación correspondiente, para requerir a las entidades que divulgan su información financiera al público a través de la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) entre las que se encuentra PEMEX, para que a partir de 2012 elaboren y divulguen obligatoriamente su información financiera con base en las NIIF.

Derivado de lo anterior, PEMEX se encuentra actualmente en el proceso de finalizar su estado de situación financiera inicial al 1o de enero de 2011 (fecha de transición) y los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011 (año comparativo de adopción) bajo NIIF, utilizando para este fin las NIIF vigentes en dichas fechas.

Para determinar su estado de situación financiera inicial y de adopción con base en la NIIF 1, "Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera"

("NIIF 1"), PEMEX ajustará los montos reportados previamente en sus estados financieros preparados bajo NIF. Los principales impactos y cambios a las políticas contables derivados de la adopción inicial de las NIIF son:

a) Excepciones optativas bajo NIIF

Excepción para valor razonable como costo atribuido.

La "NIIF 1" permite la opción de medir a su valor razonable elementos de propiedades, plantas y equipos, así como ciertos intangibles a la fecha de transición a las NIIF y utilizar dicho valor razonable como su costo atribuido o utilizar un valor en libros actualizado determinado bajo los anteriores Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (NIF o ASC 932 en el caso de pozos), si dicho valor en libros es comparable con: a) valor razonable; o b) costo o costo depreciado de acuerdo con las NIIF, ajustado para reconocer los cambios en un índice de inflación.

PEMEX eligió valorar sus plantas, ductos, plataformas marinas y equipo de perforación a su valor razonable en la fecha de transición, los cuales, adicionalmente serán sujetos a pruebas de deterioro. Para el activo fijo restante, se eligió utilizar sus valores actualizados bajo NIF o ASC 932 en el caso de pozos, como costo atribuido. El efecto neto por valuación se reconoció contra el saldo inicial de (pérdidas) rendimientos acumuladas bajo NIIF a la fecha de transición.

Excepción para capitalizar costos financieros

La "NIIF 1" permite a las entidades aplicar los lineamientos de transición incluidos en la NIC 23 revisada, "Costos por préstamos" ("NIC 23"), los cuales interpretan que la fecha efectiva de la norma es el 1o de enero de 2009, o la fecha de transición a las NIIF, cualquiera que suceda después.

Para cualquier costo financiero no capitalizado a la fecha de transición, PEMEX eligió aplicar esta excepción y comenzar a capitalizar costos financieros prospectivamente a partir de la fecha de transición.

Excepción para determinar el efecto acumulado por conversión.

La "NIIF 1" permite cancelar todas las pérdidas y ganancias acumuladas por la conversión en la consolidación de los estados financieros de operaciones extranjeras y de inversiones contabilizadas por el método de participación que se generaron bajo NIF. Esta excepción permite el no calcular el efecto acumulado por conversión de acuerdo con la NIC 21, "Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera" ("NIC 21"), desde la fecha en que la subsidiaria o la inversión contabilizada por el método de participación fueron creadas o adquiridas. PEMEX eligió cancelar todas las pérdidas y ganancias acumuladas por conversión contra el saldo inicial de (pérdidas) rendimientos acumuladas bajo NIIF a la fecha de transición.

Excepción para beneficios a empleados

Con relación a los planes de beneficio definido, la "NIIF 1" permite no aplicar retrospectivamente la NIC 19, "Beneficios a los empleados" ("NIC 19"), para el reconocimiento de las pérdidas y ganancias actuariales. PEMEX eligió reconocer todas sus pérdidas y ganancias actuariales acumuladas que existían a la fecha de transición contra el saldo inicial de (pérdidas) rendimientos acumuladas bajo NIIF.

Adicionalmente, la provisión relacionada a beneficios por terminación solo se reconoce con base en la "NIC 19" cuando la entidad está comprometida a pagar la obligación legal al empleado; de lo contrario, se llevan al resultado del ejercicio conforme se incurren. En tanto que, bajo NIF, los beneficios por terminación se reconocen si el pago es probable considerando el comportamiento histórico de pagos por indemnización. Por lo anterior, PEMEX eliminó el componente de beneficios por terminación contra el saldo inicial de (pérdidas) rendimientos acumuladas bajo NIIF a la fecha de transición.

b) Excepciones obligatorias bajo NIIF 1

Excepción de estimaciones contables

Las estimaciones bajo NIIF a la fecha de transición deben coincidir con las efectuadas bajo las NIF anteriores, a menos que se cuente con evidencia objetiva que dichas estimaciones contienen errores. PEMEX revisó sus estimaciones a la fecha de transición y no se determinaron modificaciones a estimaciones realizadas con anterioridad.

c) Otros cambios en políticas

Reconocimiento de los efectos inflacionarios

A partir del ejercicio 2012, la información financiera de PEMEX se sujetará a las disposiciones de la NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” (“NIC 29”), bajo esta NIIF, el límite para considerar que una economía es hiperinflacionaria, con el propósito de actualizar ciertos renglones de los estados financieros por inflación, se alcanza cuando la inflación acumulada en los últimos tres ejercicios se aproxima o excede 100%, en tanto que, bajo las NIF, dicho límite se alcanza en 26% durante el mismo periodo.

d) Reconciliación de NIF a NIIF

Como se mencionó, PEMEX se encuentra actualmente en el proceso de finalizar su estado de situación financiera inicial y los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011 (año comparativo de adopción) bajo NIIF, por ello, las cifras que presenta PEMEX bajo NIIF representan el mejor estimado, aún sujeto a modificaciones como resultado del proceso de revisión y de auditoría. Considerando los requerimientos de revelación de la INIF 19 “Cambio Derivado de la Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera” (“INIF 19”) bajo NIF, y de la NIIF 1, la siguiente tabla presenta la reconciliación de los principales rubros del estado de situación financiera consolidado y estado de resultados consolidados de NIF a NIIF al 31 de diciembre de 2011:

RUBRO		NIF	AJUSTES	NIIF
Efectivo y equivalentes de efectivo	(c)	\$117,100,111	(2,564,900)	\$114,535,211
Pozos, ductos, inmuebles y equipo	(a)	1,152,505,680	297,875,479	1,450,381,159
Otros activos	(c)	10,455,680	2,564,900	13,020,580
TOTAL ACTIVO		1,533,344,976	297,875,479	1,831,220,455
Reserva para beneficios a los empleados	(b)	731,016,999	111,940,373	842,957,372
TOTAL PASIVO		1,727,264,105	111,940,373	1,839,204,478
TOTAL DE PATRIMONIO	(a) (b) (d)	(193,919,129)	185,935,106	(7,984,023)
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO		\$1,533,344,976	\$297,875,479	\$1,831,220,455

RUBRO		NIF	AJUSTES	NIIF
Costo de lo vendido, costos y gastos de operación	(a) (b)	877,003,597	(10,883,598)	866,119,999
Rendimiento de operación		681,425,325	10,883,598	692,308,923
Pérdida neta del ejercicio		(91,483,321)	10,883,598	(80,599,723)

e) Notas a la reconciliación

(a) Pozos, ductos, inmuebles y equipo.

Con base a la NIIF 1, PEMEX eligió aplicar la excepción de “valor razonable” como costo atribuido para plantas, ductos, plataformas marinas y equipo de perforación. Como resultado de lo anterior se determinó un valor razonable (neto de deterioro y depreciación) de \$1,450,381,159 el cual incremento (disminuyó) en \$297,875,479 el valor neto en libros bajo NIF, dicho efecto se reconoció contra (pérdidas) rendimientos acumuladas en el estado de situación financiera inicial bajo NIIF.

Al 31 de diciembre de 2011 el efecto neto de la depreciación del ejercicio fue un cargo al costo de lo vendido y costos y gastos de operación por \$23,518,156 contra el rubro Pozos, ductos, inmuebles y equipo

(b) Beneficios a los empleados.

Como se mencionó, PEMEX aplicó la excepción de la “NIIF 1” para beneficios a los empleados, por ello, las ganancias y pérdidas actuariales netas acumuladas al 1 de enero de 2011 pendientes de amortizar bajo NIF por \$122,873,108, fueron reconocidas incrementado el pasivo de beneficios a los empleados contra (pérdidas) rendimientos acumuladas del estado de situación financiera inicial bajo NIIF.

Adicionalmente, PEMEX eliminó el componente de beneficios por terminación del pasivo por beneficios a los empleados bajo NIF por \$2,485,758 con crédito a (pérdidas) rendimientos acumuladas del estado de situación financiera inicial bajo NIIF.

Al 31 de diciembre de 2011 el efecto neto del ejercicio fue una disminución a la reserva para beneficios a los empleados por \$8,446,977 que se integra con un cargo a la utilidad integral por \$25,954,777 y un abono del costo de lo vendido y costos y gastos de operación por \$34,401,754.

(c) Efectivo y equivalentes de efectivo

La NIF C-1 “Efectivo y equivalentes de efectivo” requiere que el efectivo restringido se presente como parte del renglón de efectivo y equivalentes de efectivo, sin embargo bajo la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros” (“NIC 1”) el efectivo restringido se presenta como activo no circulante. PEMEX reclasificó \$2,564,900 de efectivo restringido del renglón de efectivo y equivalentes bajo NIF al de Otros activos bajo NIIF.

(d) Efecto acumulado por conversión.

Con base a la “NIIF 1”; PEMEX en su estado de situación financiera inicial bajo NIIF al 1 de enero de 2011, eligió reducir a cero el efecto acumulado por conversión reconocido bajo NIF a esa misma fecha por \$4,628,672 contra (pérdidas) rendimientos acumulados en el estado de situación financiera inicial bajo NIIF, esta reclasificación no afectó el saldo total del patrimonio.



www.pemex.com



2011

Informe Anual