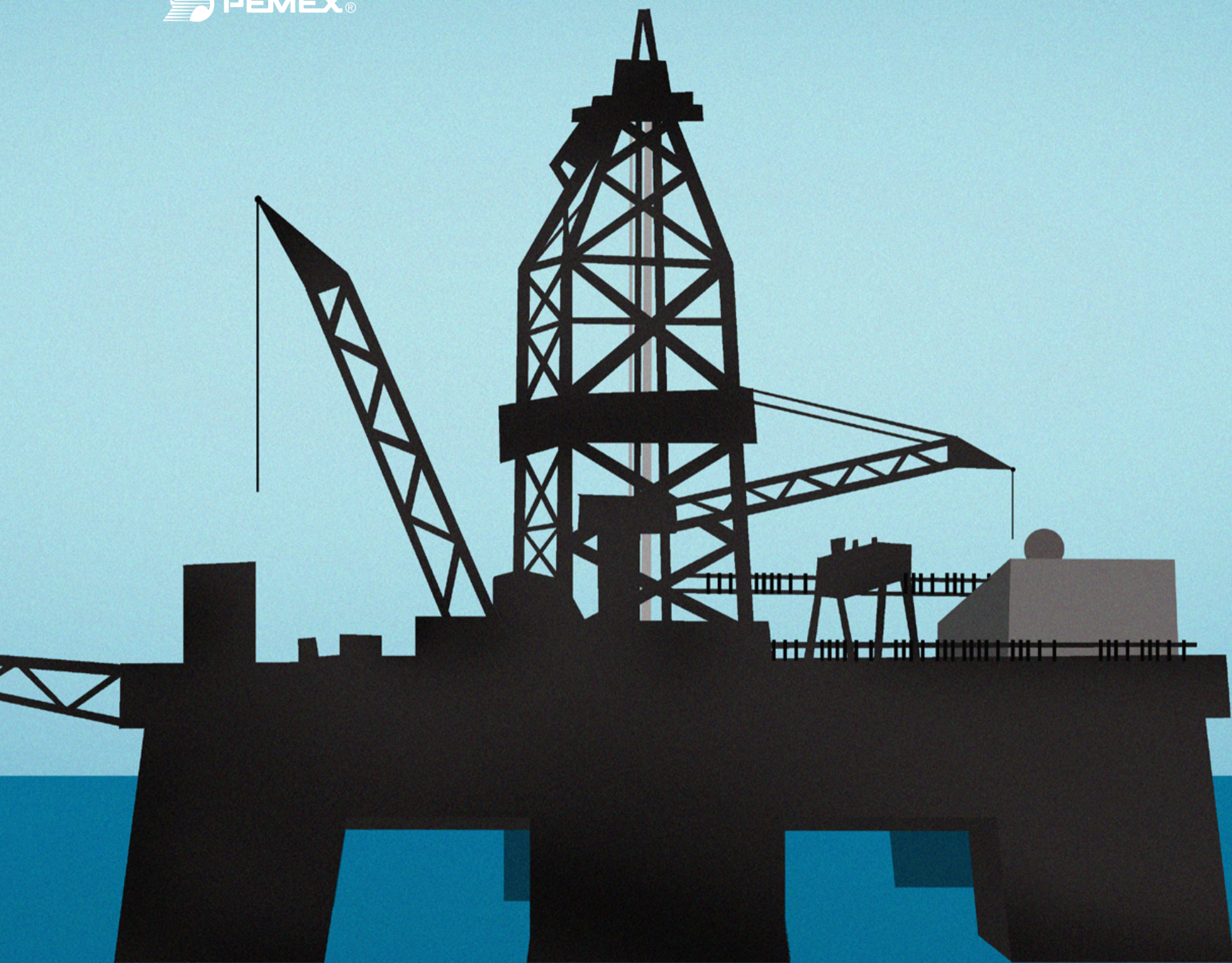


INFORME ANUAL 2013



ESTADÍSTICAS OPERATIVAS



Producción

	2009	2010	2011	2012	2013
Producción					
Explotación					
Total de hidrocarburos (Mbpced)	3,776	3,793	3,725	3,697	3,653
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	2,646	2,624	2,603	2,588	2,564
Crudo (Mbd)	2,601	2,577	2,553	2,548	2,522
Condensados (Mbd)	44	47	51	41	42
Gas natural (MMpcd) ¹	7,031	7,020	6,594	6,385	6,370
Transformación industrial					
Gas seco de plantas (MMpcd) ²	3,572	3,618	3,692	3,628	3,693
Líquidos del gas natural (Mbd)	378	383	389	365	362
Petrolíferos (Mbd) ³	1,469	1,361	1,315	1,337	1,386
Petroquímicos (Mt) ⁴	7,587	8,943	8,155	6,367	7,339



Ventas en el país

	2009	2010	2011	2012	2013
Ventas en el país					
Gas seco (MMpcd)	3,119	3,255	3,383	3,388	3,463
Petrolíferos (Mbd)	1,772	1,763	1,788	1,842	1,785
Petroquímicos (Mt)	4,014	4,164	4,224	4,176	3,938

¹ Incluye nitrógeno.

² No incluye gas seco elaborado por Pemex-Refinación y utilizado como combustible por este organismo.

³ Incluye GLP de Pemex-Gas y Petroquímica Básica; Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Refinación.

⁴ Producción bruta de Pemex-Petroquímica

Mbd = Miles de barriles diarios

MMpcd = Millones de pies cúbicos diarios

Mt = Miles de toneladas

Mbpced = Miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios

ESTADÍSTICAS OPERATIVAS

Comercio exterior ⁵

	2009	2010	2011	2012	2013
Comercio exterior⁵					
Exportaciones					
Crudo (Mbd)	1,222	1,361	1,338	1,256	1,189
Maya ⁶	1,065	1,074	1,036	962	987
Istmo	14	75	99	99	103
Olmeca	143	212	203	194	99
Gas seco (MMpcd)	67	19	1	1	3
Petrolíferos (Mbd)	245	194	176	153	165
Petroquímicos (Mt)	779	698	443	644	605
Importaciones					
Gas seco (MMpcd)	422	536	791	1,089	1,175
Petrolíferos (Mbd)	506	628	632	571	516
Petroquímicos (Mt)	568	395	225	445	288

⁵ Incluye todas las transacciones realizadas por el Grupo PMI.

⁶ Incluye Altamira.

Mbd = Miles de barriles diarios

MMpcd = Millones de pies cúbicos diarios

Mt = Miles de toneladas



SÍNTESIS FINANCIERA

Miles de millones de pesos



Balance general

	2009	2010	2011	2012	2013	2013 Miles de Millones de Dólares
Activos totales	1,332.0	1,395.2	1,981.4	2,024.2	2,047.4	156.6
Efectivo y valores de inmediata realización	159.8	133.6	115.0	119.2	80.7	6.2
Deuda total ⁴	631.9	664.7	783.2	780.9	841.2	64.3
Deuda neta ⁵	472.1	531.1	668.2	667.6	760.5	58.2
Reserva para beneficios a empleados	576.2	661.4	862.1	1,288.5	1,119.2	85.6
Patrimonio	(66.8)	(111.3)	103.2	(271.1)	(185.2)	(14.2)
Inversión						
Total ⁶	251.4	268.8	267.2	310.4	333.6	26.1
Exploración y producción ⁶	226.4	239.4	235.9	274.7	287.8	22.5
Exploración	30.4	29.4	33.5	33.2	32.2	2.5
Refinación	18.5	22.6	25.1	28.9	30.1	2.4

⁴ Se refiere a la deuda documentada total de Petróleos Mexicanos.

⁵ Deuda total menos efectivo y valores de inmediata realización.

⁶ Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento de exploración y producción.



Estado de resultados

	2009	2010	2011	2012	2013	2013 Miles de Millones de Dólares
Ventas totales ¹	1,089.9	1,282.1	1,558.5	1,646.9	1,608.2	123.0
Exportación de crudo y condensados	410.4	451.9	614.2	618.1	548.4	41.9
Ventas en el país de gas natural seco	59.9	68.7	65.8	51.2	70.8	5.4
Ventas en el país de petrolíferos	515.7	587.1	679.6	788.0	812.9	62.2
Rendimiento de operación	428.3	546.5	861.3	905.3	727.6	55.6
Rendimiento (costo) financiero ²	(30.0)	(32.1)	(32.7)	(49.7)	(29.5)	(2.3)
Utilidad (pérdida) en cambios	14.7	20.2	(60.1)	44.8	(4.0)	(0.3)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	546.6	654.1	874.6	902.6	864.9	66.1
Rendimiento neto	(94.7)	(46.5)	(106.9)	2.6	(170.1)	(13.0)
Flujo neto de efectivo de actividades de operación antes de impuestos y derechos ³	719.1	816.1	1,043.9	1,116.0	1,055.2	80.7

¹ Incluye ingresos por servicios y excluye IEPS.

² Incluye el efecto de derivados financieros y no incluye intereses capitalizables.

³ Para fines ilustrativos, se construye sumando los impuestos y derechos pagados del Estado de Resultados al Flujo neto de efectivo de actividades de operación.

ÍNDICE

- MENSAJE DEL DIRECTOR GENERAL
- 01 DESEMPEÑO FINANCIERO
- 02 LÍNEAS DE NEGOCIO
- 03 RESPONSABILIDAD SOCIAL
- 04 REFORMA ENERGÉTICA
- 05 GOBIERNO CORPORATIVO
- 06 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AUDITADOS



MENSAJE DEL DIRECTOR GENERAL

Durante 76 años, Petróleos Mexicanos ha representado un pilar para la economía mexicana. A través de los años, PEMEX ha hecho frente a retos extraordinarios, que van desde adversidades climatológicas y enormes retos operativos, hasta cambios en el contexto de la industria petrolera a nivel mundial, así como crisis financieras y económicas globales. Sin embargo, PEMEX ha cumplido fielmente sus mandatos y obligaciones; asegurando el abasto de combustibles en cada región del país y convirtiendo la riqueza petrolera del subsuelo en bienestar para los mexicanos. Tan sólo en 2013, los ingresos petroleros representaron el 33.2% de los ingresos presupuestarios del sector público y el 7.8% del Producto Interno Bruto.

Mediante la colaboración con el Gobierno Federal, la mejora continua y sobre la base de nuestro capital humano hemos alcanzado objetivos que parecían muy difíciles de lograr. En 2013, se observó una tendencia al alza en diversas actividades de transformación industrial. Se incrementó el proceso de petróleo crudo y la producción de productos refinados de mayor valor agregado. Se aumentó el proceso de gas natural y la producción de gas seco, y se observó un ascenso en la producción de las cadenas de petroquímicos de mayor valor agregado. En refinación, hemos dado seguimiento a un programa para identificar áreas de oportunidad en nuestras actividades operativas y administrativas, y en 2013 logramos incrementar los índices de confiabilidad y seguridad. Finalmente, a través de una mayor distribución de gas natural a los centros procesadores, logramos incrementar la producción de gas seco y, con un enfoque hacia las cadenas de petroquímicos de mayor valor agregado, en el año se observaron incrementos en la producción de la cadena de aromáticos. 2013 fue para PEMEX un punto de inflexión. El desarrollo de la economía mexicana hoy en día demanda un mayor abasto de energéticos a costos más competitivos. Por otro lado, como resultado de importantes avances tecnológicos en la industria petrolera, existen perspectivas de mayor producción de hidrocarburos en Canadá y E.U.A. Adicionalmente, diversos países del Medio Oriente realizan esfuerzos considerables para ampliar su perfil de producción y, por último, día con día la explotación de hidrocarburos requiere de mayores recursos financieros y tecnológicos.

En cuanto a nuestras actividades de exploración y producción, en 2013 la producción de petróleo crudo promedió 2,522 miles de barriles diarios y la producción de gas natural 6,370 millones de pies cúbicos diarios. A pesar de una mayor producción de crudo ligero, debido principalmente a la incorporación y mayor producción de nuevos campos, la declinación natural de campos de crudo pesado y crudo súper ligero dio lugar a un descenso de 1.0% en la producción promedio del año. En cuanto a la producción de gas natural, se observó un incremento en la producción de gas asociado proveniente de los Activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte; en tanto que la de gas no asociado descendió debido a la reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los Activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte. El aprovechamiento de gas natural fue de 97.8%, lo que nos ubicó por debajo del nivel máximo de quema de gas establecido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Es un hecho que México cuenta con un potencial petrolero que podría generar aún mayor valor para el país y posicionar a la economía mexicana como una de las más competitivas a nivel global, fomentando mayor crecimiento, desarrollo y progreso. La Reforma Energética, promulgada por el Presidente Enrique Peña Nieto en diciembre de 2013, brinda a PEMEX y a México nuevas oportunidades de mejora, eficiencia y crecimiento. PEMEX, ahora, tendrá la oportunidad de colaborar activamente con otras empresas, diversificar riesgos, compartir avances tecnológicos y adquirir a cambio otras tecnologías, experiencia y conocimientos; así como actuar con mayor autonomía financiera y de gestión.

PEMEX tiene por delante el reto más trascendental de su historia; está en nuestras manos el futuro de la empresa. Con la Reforma Energética tenemos los medios para transformar a PEMEX en una empresa más competitiva y rentable. El rumbo de PEMEX lo definirá nuestro capital humano, nuestra capacidad de cambio, nuestras ganas de ser mejores y el orgullo que nos da formar parte de esta gran empresa de México.

Emilio Lozoya Austin

DIRECTOR GENERAL



01 DESEMPEÑO FINANCIERO

Resultados

Situación Financiera

Inversión Física

Captación

→ **Mercados Financieros**

→ **Contratos de Obra Pública Financiada**

Manejo de Liquidez

Resultados

Durante 2013, los precios del crudo y de la gasolina fueron menores que en 2012. Sin embargo, los precios del gas natural aumentaron en comparación con el año previo.

Las referencias internacionales del crudo, igual que la mezcla mexicana, presentaron descensos en 2013 con respecto a los precios de 2012, derivado principalmente de una menor percepción de riesgo geopolítico en algunos países de África del Norte y Medio Oriente, la acumulación gradual de inventarios en Estados Unidos y la incertidumbre en torno a la reducción gradual de estímulos monetarios que realizará la Reserva Federal de Estados Unidos. Durante 2013, la mezcla mexicana de exportación promedió US 98.54 por barril, en tanto que en 2012 el promedio fue de US 101.86 por barril.

Los precios de la gasolina en la costa norteamericana del Golfo de México fueron 3.2% inferiores en 2013 en comparación con los observados en 2012 debido, principalmente, a la acumulación de inventarios y a mayor utilización de la capacidad instalada.

En lo que toca al gas natural, en 2013 el precio de referencia Henry Hub promedió US 3.75 por millón de BTU, en comparación a US 2.36 por millón de BTU durante 2012. El incremento en los precios durante el año se atribuyó principalmente a mayor demanda y menor acumulación de inventarios.

El peso mexicano registró una depreciación respecto al dólar estadounidense al desplazarse de MXN 13.01 por dólar al cierre de 2012 a MXN 13.08 por dólar al cierre de 2013. Las fluctuaciones en el tipo de cambio se debieron, en gran medida, a la incertidumbre en torno a la disminución gradual de estímulos monetarios implementados por la Reserva Federal de Estados Unidos, riesgo geopolítico en ciertos países de África del Norte y Medio Oriente, así como por la volatilidad que resultó del aplazamiento de las negociaciones presupuestales en el congreso de Estados Unidos. Las fluctuaciones en el tipo de cambio tienen un impacto considerable en nuestros estados financieros.

Las ventas en México de gas natural aumentaron 38%, tanto por un incremento de 59% en precios como de 2% en el volumen vendido. Sin embargo, la disminución en precios internacionales de referencia de crudo y gasolinas; así como menores volúmenes comercializados de estos productos, tuvieron un efecto adverso en las exportaciones y en las ventas de petrolíferos. Por lo tanto, las ventas totales registraron una reducción de 2%.



Por otra parte, la disminución en costos fue inferior a la de los ingresos debido a los costos incrementales propios de la industria y a costos fijos que PEMEX enfrenta. La empresa, al igual que el resto de la industria global, enfrenta costos con tendencia al alza. Como consecuencia, el rendimiento bruto se redujo en casi 3%, derivado principalmente de menores precios de referencia de gasolinas automotrices. El rendimiento de operación disminuyó 20%. La variación que se observa entre el rendimiento bruto y el rendimiento de operación se explica principalmente por una disminución de 69% en otros ingresos, la cual se debe a una menor acreditación del IEPS como resultado de menores precios de referencia de gasolinas automotrices y mayores precios de venta al público en México.

Asimismo, el rendimiento antes de impuestos y derechos registró una disminución de 23% debido a que en 2013 hubo una pérdida en cambios de MXN 48.8 mil millones mayor a la cifra observada en 2012.

Los impuestos y derechos disminuyeron 4% debido, principalmente, a la reducción en el precio de la mezcla. No obstante, la carga fiscal como porcentaje del rendimiento antes de impuestos y derechos fue de 124%, en comparación a 100% en 2012.

Los efectos antes mencionados generaron una pérdida neta de MXN 170 mil millones, en comparación con el rendimiento neto de MXN 2.6 mil millones observados en 2012. La generación de EBITDA fue de MXN 992.2 mil millones, o US 75.9 mil millones.

No obstante, en 2013 se registró una utilidad integral de MXN 84.2 mil millones, como consecuencia de un incremento en otros resultados integrales que ascendieron a MXN 254.3 mil millones, debido, principalmente, a la diferencia entre la tasa de descuento para el cálculo del pasivo laboral de 2012, que fue 6.90%, y de 2013, que ascendió a 8.45%.

Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2013, el activo total se ubicó en MXN 2,047.4 mil millones, lo cual represente un aumento de 0.8% respecto a 2012, motivado principalmente por el aumento de pozos, ductos, inmuebles y equipo. El pasivo total se ubicó en MXN 2,232.6 mil millones, o 3.0% menos que 2012. Esta disminución obedeció principalmente a la reducción en la cifra de Beneficios a empleados ocasionada por la diferencia en el cálculo por el ajuste en las tasas de descuento.

Por lo que se refiere a la diferencia entre el activo y pasivo total, reiteramos que los contratos de crédito vigentes no incluyen acuerdos financieros o eventos de suspensión de pagos que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo.

La deuda total registró un aumento de 7% por mayores actividades de financiamiento. La deuda neta, resultado de restarle a la deuda total el efectivo y sus equivalentes, fue de MXN 760.5 mil millones, 14% mayor a la registrada el 31 de diciembre de 2012.

Durante 2013 se realizaron actividades de financiamiento por US 11.1 mil millones. El monto total de emisiones en dólares y euros en mercados internacionales ascendió, en conjunto, a US 6.9 mil millones. En el mercado de deuda local se emitieron MXN 30.0 mil millones, equivalentes a US 2.3 mil millones. Asimismo, se captaron US 1.9 mil millones mediante otro tipo de financiamientos, principalmente ECAs (agencias de crédito a la exportación por sus siglas en inglés). El total de amortizaciones realizadas fue de US 6.4 mil millones. Por lo tanto, el endeudamiento neto fue de US 4.7 mil millones.

La estrategia de financiamientos se ha enfocado en los mercados de mayor profundidad, incrementando la eficiencia de las curvas de referencia, aprovechando ventanas de oportunidad en mercados selectos y procurando mantener un perfil de vencimientos sin concentraciones.



Inversión Física

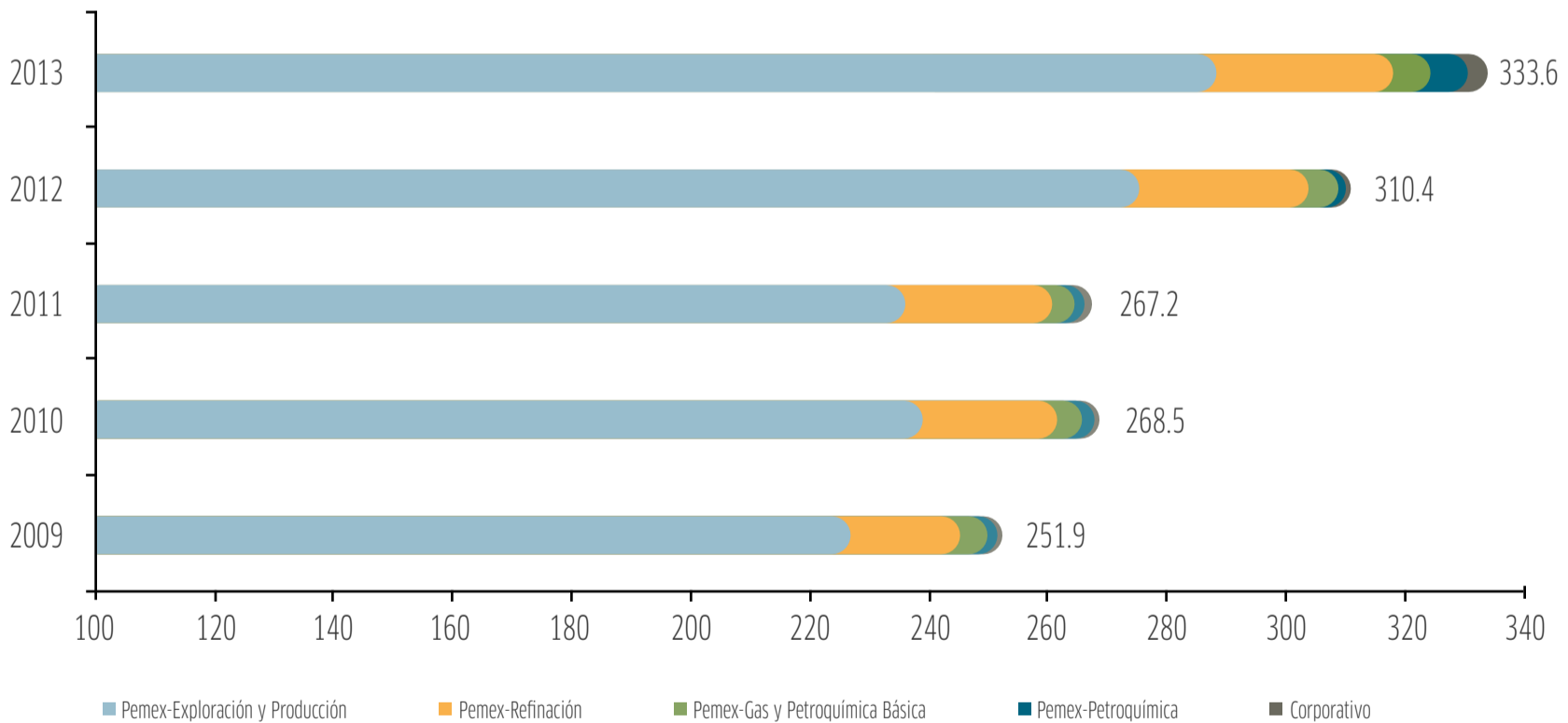
Durante 2013 se ejercieron MXN 333.6 mil millones, US 26.1 mil millones¹, para proyectos de inversión, lo que representa 102.2% de la inversión programada de MXN 326.3 mil millones para el año. La distribución fue la siguiente:

- MXN 287.8 mil millones a Exploración y Producción², de los cuales MXN 32.2 miles de millones se destinaron a exploración;
- MXN 30.1 mil millones a Refinación;
- MXN 7.0 mil millones a Petroquímica;
- MXN 5.4 mil millones a Gas y Petroquímica Básica; y
- MXN 3.3 mil millones a Corporativo.

¹ La conversión cambiaria de pesos a dólares de los E.U.A. se realizó al tipo de cambio promedio de 2013 de MXN 12.7677 = US 1.00.

² Esta cifra incluye inversión no capitalizable en mantenimiento.

INVERSIÓN FÍSICA MILES DE MILLONES DE PESOS NOMINALES



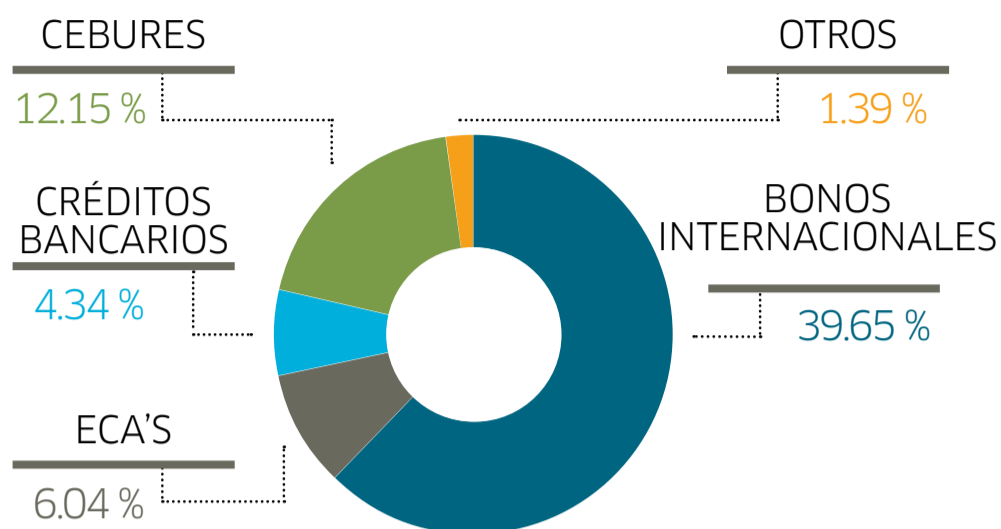
Captación

Mercados Financieros

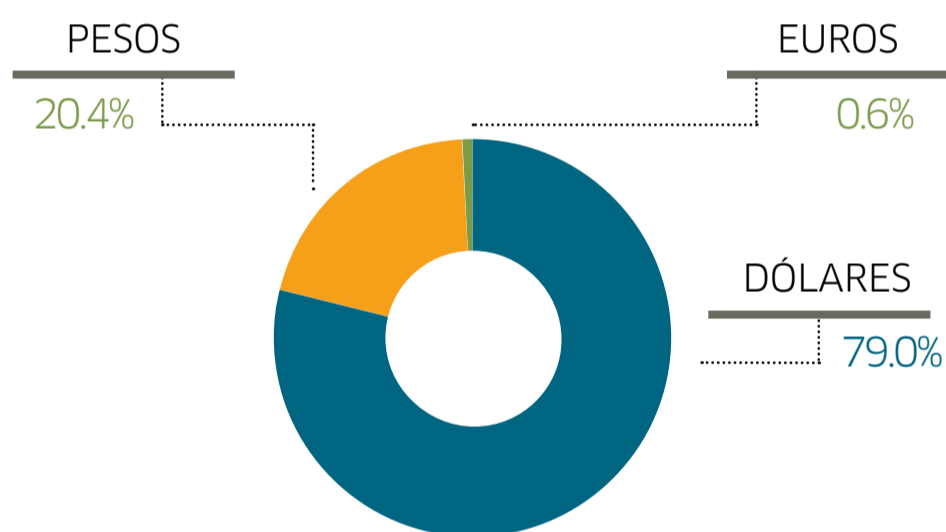
2013 presentó grandes desafíos en los mercados, tales como el cierre de negociaciones en el Congreso de los Estados Unidos, tensiones en Medio Oriente, la debilidad de algunos mercados emergentes e incertidumbre por la reducción de estímulos monetarios por parte de la Reserva Federal de los Estados Unidos. No obstante, PEMEX ha ejecutado sus programas de financiamiento exitosamente. A continuación se destacan las siguientes transacciones:

- El 30 de enero de 2013 se emitieron bonos por US 2.1 mil millones con un cupón de 3.5%, el cual es el más bajo en la historia de PEMEX en emisiones a 10 años. En esta transacción la demanda fue cuatro veces superior al monto emitido.
- El 18 de julio se realizó una emisión de US 3.0 mil millones de dólares en cuatro tramos. Después de que el presidente de la Reserva Federal de los Estados Unidos insinuara cambios en la política monetaria de dicho país, PEMEX fue el primer emisor latinoamericano que colocó deuda en los mercados internacionales y el primer emisor de mercados emergentes en colocar un bono a 30 años. La demanda observada fue seis veces superior al monto anunciado. El 19 y 30 de septiembre, así como el 4 de noviembre, se emitieron bonos por US 1.5 mil millones con vencimiento en 2024. Estos bonos cuentan con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos. La revista *Trade Finance* otorgó al programa de emisiones de bonos de PEMEX con garantía del US EXIM el premio *Deal of the Year*.
- El 27 de noviembre se emitieron bonos por EUR 1.3 mil millones con vencimiento en 2020 y cupón de 3.125%, el cual representa el menor cupón emitido en euros por PEMEX. Asimismo, esta fue la primera emisión en euros en los últimos cinco años. La demanda alcanzó aproximadamente cinco veces el monto emitido.

DEUDA TOTAL POR INSTRUMENTO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013



EXPOSICIÓN DE LA DEUDA TOTAL POR MONEDA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013



Finalmente, es importante mencionar que a pesar de las fluctuaciones observadas en las tasas de interés, los diferenciales de PEMEX han tenido una tendencia a la baja, lo cual se debe a diversos factores, entre ellos, mejoras en la calificación crediticia y expectativas favorables ante la Reforma Energética.

Contratos de Obra Pública Financiada

Durante 2013, PEMEX obtuvo US 234.3 millones a través de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) de Pemex - Exploración y Producción para la explotación de yacimientos de gas natural en la cuenca de Burgos.



Manejo de Liquidez

Al 31 de diciembre de 2013 PEMEX cuenta con tres líneas de crédito sindicadas revolventes para manejo de liquidez por un total de US 2.5 mil millones y MXN 10 mil millones:

- US 1.25 mil millones con vencimiento en octubre de 2017,
- US 1.25 mil millones con vencimiento en diciembre de 2016,
- MXN 10 mil millones con vencimiento en diciembre de 2014





02 LÍNEAS DE NEGOCIO

Exploración y Producción

- **Exploración**
- **Producción**
- **Alianzas**
- **Reservas de Hidrocarburos**

Procesos Industriales

- **Refinación**
- **Gas y Petroquímica Básica**
- **Petroquímica**

Comercio Internacional

Exploración y Producción

Durante 2013 se enfrentaron retos operativos que hoy son característicos en la industria global de exploración y producción: mayor complejidad, menor volumetría y mayores requerimientos tecnológicos y de capital.

Exploración

En el transcurso de 2013 PEMEX enfocó sus esfuerzos exploratorios en tres prospectos productores:

Cuencas del Sureste

- Se perforaron pozos como el Xux-1DL, Miztón-1 Sini-1 y Tson-201 cuya producción promedio inicial fue cerca de 2.8 mil barriles diarios. Con estos descubrimientos se continuó ampliando y confirmando el patrimonio petrolero en las Cuencas del Sureste.

Aguas Profundas

- En el Proyecto Área Perdido, los pozos Maximino-1 y Exploratus-1 continuaron confirmando el potencial en dicha región del Golfo de México. Cabe mencionar que Maximino-1 es el pozo con el mayor tirante de agua en México, con 2,919 metros, lo que también evidencia el desarrollo de capacidades de la empresa en nuevas regiones productoras de alta complejidad.
- Se obtuvieron importantes avances en el Proyecto Lakach como la terminación del pozo Lakach-21, que es el primer pozo de desarrollo en aguas profundas de México. Lakach es un campo de gas no asociado con una reserva total de 850 mil millones de pies cúbicos. Se espera iniciar la explotación del campo Lakach hacia finales del año 2014.

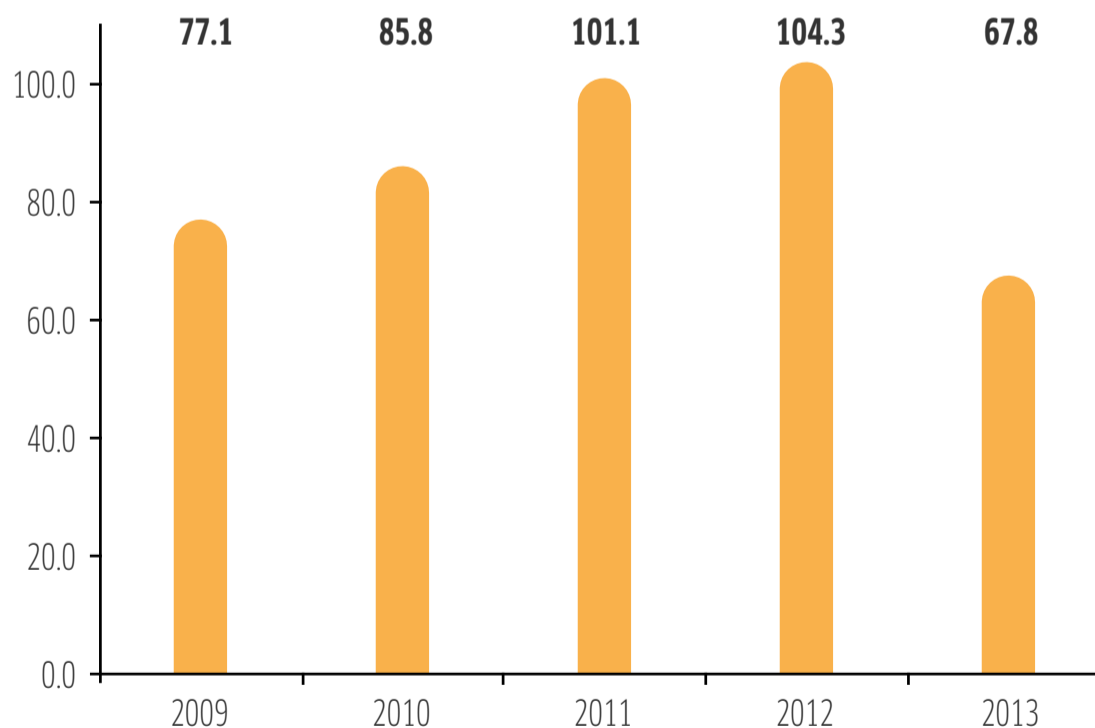
Recursos en Lutitas

- En el noreste mexicano, particularmente en la Cuenca de Burgos, continuaron los esfuerzos exploratorios para obtener mayor información sobre el potencial de los recursos en lutitas en dicha región del país. El éxito de la actividad exploratoria en la Cuenca de Burgos corrobora la expansión de zonas y eras geológicas productoras en los Estados Unidos de América hacia territorio Mexicano, específicamente la zona Eagle Ford.



Por lo que se refiere a la obtención de información sísmica 2D, ésta aumentó 4.0% en 2013 en relación con 2012. El incremento se debió principalmente al énfasis en la prospección de localizaciones de hidrocarburos en lutitas, destacando el estudio Sur de Burgos 2D. No obstante, merece la pena destacar que se continuaron los trabajos para obtener mayor información de las Cuencas del Sureste, destacando el estudio Zapatero Pénjamo. La obtención de información sísmica 3D se redujo por la transición de la fase de adquisición a la fase de estudio e interpretación de posibles zonas productoras.

TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS PROBADAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013



Producción

La producción de crudo promedió 2,522 miles de barriles diarios, en línea con la producción del año anterior. Se observó un incremento en la producción de crudo ligero de 1.6% derivado de mayor producción en los campos Kuil, Onel, y Chuhuk del Activo Abkatun Pol Chuc, Tsimín del Activo Litoral de Tabasco, Kambesah del Activo Cantarell, y Gasífero del Activo Veracruz. Asimismo, se observó menor producción de crudo pesado y superligero básicamente por la declinación natural de campos y el incremento del flujo fraccional de agua en el Activo Cantarell.

La producción de gas natural se mantuvo estable, alcanzando un promedio a lo largo del año de 5,679¹ millones de pies cúbicos diarios; se registró mayor producción de gas asociado proveniente de los Activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte. Por otro lado, como consecuencia de la reducción programada de actividades de perforación de pozos en los activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte, se observó menor producción de gas no asociado.

¹ No incluye nitrógeno

2,522
MILES DE BARRILES
DIARIOS

5,679¹
MILLONES DE PIES
CÚBICOS DIARIOS

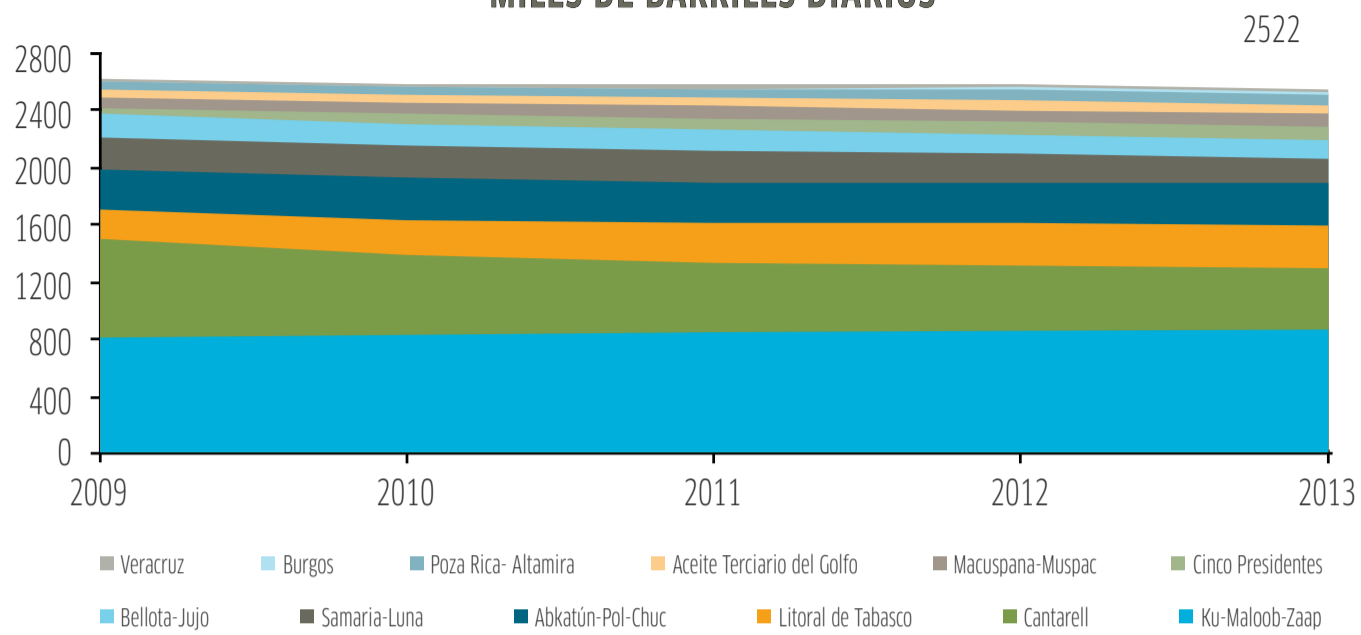


El envío de gas a la atmósfera representó 2.2% sobre la producción total, con lo que el aprovechamiento de gas natural ascendió a 97.8%. De acuerdo a las disposiciones técnicas para evitar o reducir el venteo de gas emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el nivel máximo autorizado de venteo de gas es de 214.8 millones de pies cúbicos diarios. Durante el periodo enero-diciembre de 2013, el volumen de gas enviado a la atmósfera promedió 123.9 millones de pies cúbicos diarios, por lo que por un amplio margen PEMEX cumplió con las disposiciones establecidas por la CNH.

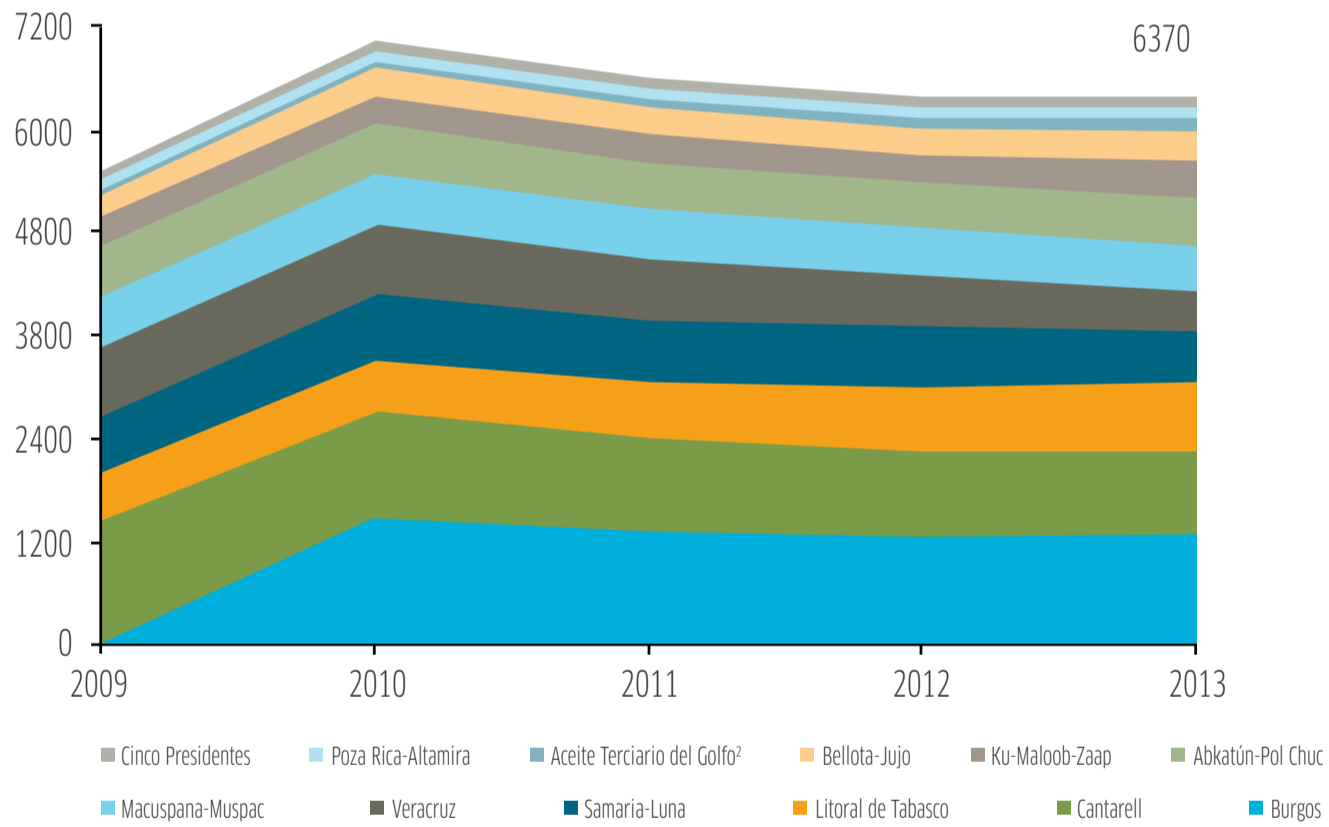
Asimismo, en 2013 PEMEX continuó enfocando su estrategia de perforación hacia mayor eficiencia y generación de valor, haciendo uso de avances tecnológicos y equipos de última generación:

- El promedio de pozos en operación aumentó en 397 respecto a 2012.
- El número de pozos terminados disminuyó en 415 pozos como resultado, principalmente, de menor actividad programada en los Activos Aceite Terciario del Golfo (ATG), Burgos y Poza Rica-Altamira de la Región Norte. Cabe mencionar que en 2013 se incorporaron 36 pozos horizontales en el Activo ATG, con lo que al cierre del año el número de pozos no-convencionales en dicho activo ascendió a 44. Estos pozos representaron el 1.7% del total de pozos en operación en el activo pero el 14% de la producción. Por lo que mediante la innovación y desarrollo de tecnología, PEMEX ha logrado implementar métodos más eficaces para la explotación de una de las regiones con mayor potencial petrolero, pero también de mayor complejidad geológica en México.
- La terminación de pozos exploratorios ascendió a 38, dirigida por la actividad en los Activos Burgos y Tampico Misantla-Golfo de México.

PRODUCCIÓN DE CRUDO MILES DE BARRILES DIARIOS



PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL MILLONES DE PIES CÚBICOS DIARIOS



Alianzas

Keppel Offshore & Marine.- El 4 de octubre de 2013, PEMEX y Keppel Offshore & Marine, empresa líder en diseño y construcción de plataformas petroleras, firmaron un memorándum para la implementación de un astillero especializado en la construcción, mantenimiento y reparación de plataformas y otras embarcaciones mayores. Este astillero estará ubicado en Altamira, Tamaulipas, e iniciará con la infraestructura necesaria para complementar la construcción de seis plataformas auto-elevables de perforación, las cuales fueron diseñadas por Keppel. Posteriormente en este astillero se contará también con el equipo necesario para realizar mantenimiento a plataformas.



Astillero Barreras.- El 26 de noviembre de 2013, P.M.I. Holdings B.V., compañía subsidiaria de Petróleos Mexicanos, firmó un contrato de inversión para la compra del 51% de la tenencia accionaria del astillero español Hijos de J. Barreras, S.A., también conocido como Astillero Barreras. Mediante esta adquisición Petróleos Mexicanos podrá desarrollar capacidades para la construcción de buques especializados en México en el mediano plazo, capitalizando así el desarrollo tecnológico del sector naval gallego en la industria petrolera.

Reservas de hidrocarburos

- Al 1 de enero de 2014, las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13,438 millones barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de éstas el 73% corresponde a crudo; 9% a condensados y líquidos de planta y el 18% a gas seco equivalente.
- Del total de reservas probadas, 8,795 MMbpce, o 65%, son desarrolladas, es decir, reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes incluyendo las reservas que pueden ser producidas mediante la infraestructura actual y la aplicación de inversiones moderadas. El 71% de las reservas desarrolladas se ubican en los complejos Ku-Maloob-Zaap, Cantarell y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacán, Tsimín, May, Ixtal, Kuil, Costero, Ixtoc y Caparroso-Pijije-Escuintle.
- El 70% de las reservas probadas de crudo se ubican en regiones marinas, en tanto que el 30% restante en campos terrestres. Por otra parte, el 56% de las reservas probadas de gas natural se ubica en campos terrestres y 44% en campos marinos.
- Las reservas probadas no desarrolladas, es decir, los volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, ascienden a 4,644 MMbpce, o 35% de las reservas probadas. El 53% de estas reservas se concentran en los complejos Ku-Maloob-Zaap, y Antonio J. Bermúdez y en los campos Ayatsil, Tsimín, Jujo-Tecominoacán, Kayab, Pit, y Xux.

Procesos Industriales

En 2013, los procesos de crudo y gas natural, así como la producción de gas seco y la elaboración de productos refinados y petroquímicos, registraron una tendencia al alza. Esto fue producto de modernización de plantas y de procesos operativos con base en un enfoque de seguridad, confiabilidad y generación de valor.

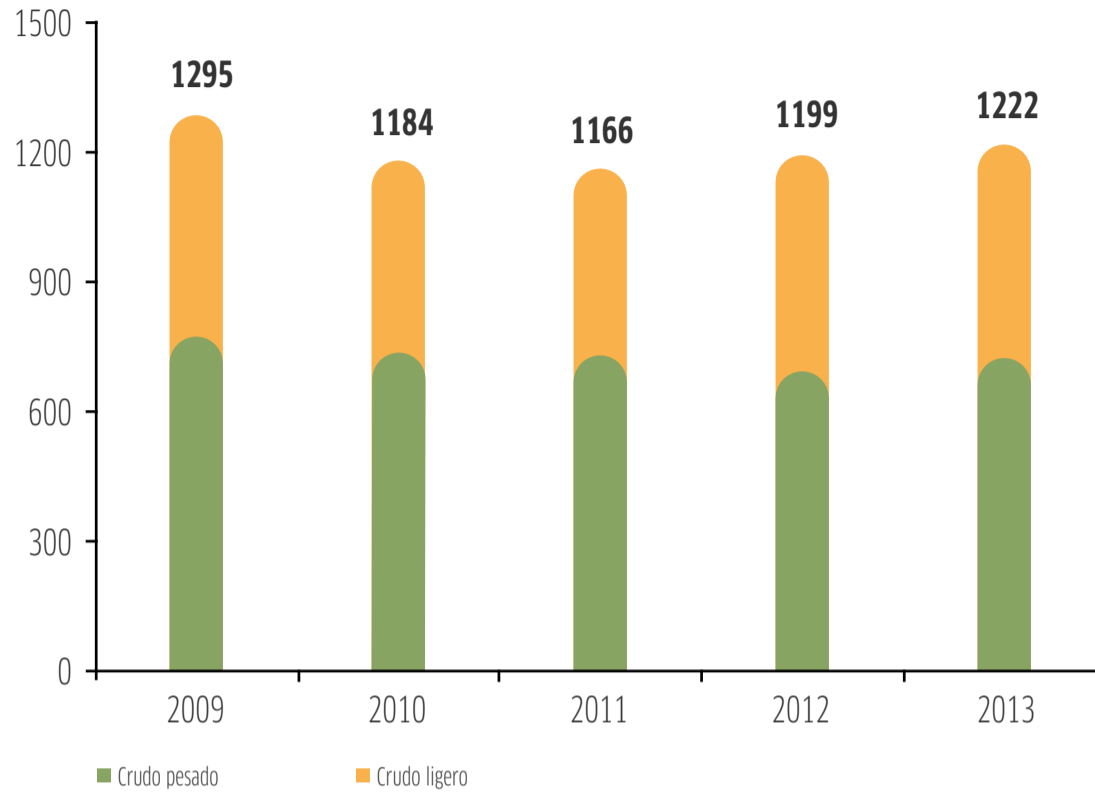
Refinación

El proceso total de petróleo crudo durante 2013 promedió 1,222 miles de barriles diarios, 1.9% superior al proceso registrado en 2012. Lo anterior fue resultado de mayor proceso de crudo en la refinería de Minatitlán como consecuencia de la normalización de operaciones de plantas del proyecto de reconfiguración.

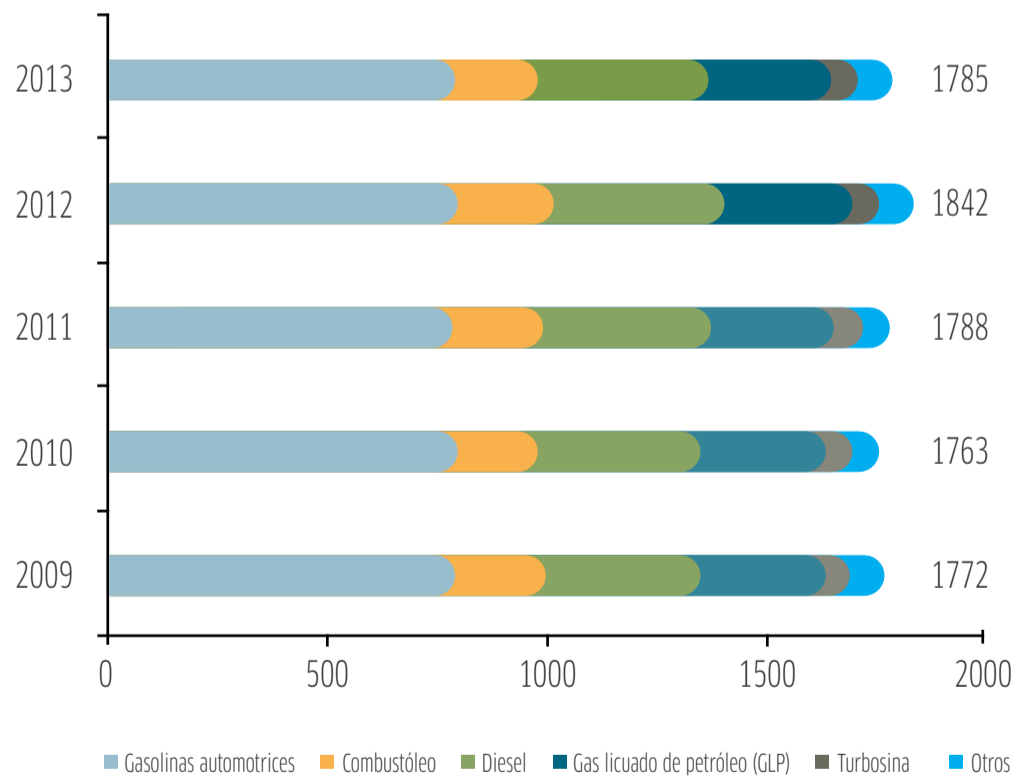
La proporción de crudo pesado en el proceso total de crudo del Sistema Nacional de Refinación fue 40.3%, en seguimiento a la estrategia de reducir la producción de productos residuales en las refinerías del centro del país y evitar con ello un impacto en el proceso de crudo por falta de capacidad de desalojo. Como resultado de lo anterior, la capacidad utilizada de destilación primaria registró un incremento de 1.5 puntos porcentuales, respecto al 2012, ubicándose en 73.1%. En este mismo sentido, la producción total de petrolíferos aumentó 3.7%, destacando la mayor producción de gasolinas, diésel y turbosina; en tanto que se redujo la producción de combustóleo. Se aumentó la producción de aquellos petrolíferos que representan mayor generación de valor para Pemex - Refinación.



PROCESO DE CRUDO MILES DE BARRILES DIARIOS



VENTAS EN EL PAÍS DE PETROLÍFEROS MILES DE BARRILES DIARIOS



El incremento en el proceso de crudo, la mayor elaboración de productos ligeros e intermedios y el incremento en la capacidad utilizada implicaron importantes avances del desempeño operativo del Sistema Nacional de Refinación. Sin embargo, el margen variable de refinación al cierre de 2013 disminuyó a US -1.84 por barril, de US 0.01 por barril al cierre de 2012, lo que se debió, esencialmente, al comportamiento de los precios internacionales del crudo y productos refinados.

A continuación se describen los principales proyectos de Pemex - Refinación durante 2013:

Combustibles limpios

- En septiembre de 2013 inició operaciones una planta de la refinería de Cadereyta que producirá 42.5 miles de barriles diarios de gasolinas Ultra Bajo Azufre (UBA). Con ello se da cumplimiento a la Norma Oficial Mexicana 086 “Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental”; además de que se cumple con las especificaciones más estrictas a nivel mundial. La elaboración de combustibles UBA permitirá introducir las más modernas y limpias tecnologías en la industria automotriz, las cuales permiten reducir entre 50 y casi 80 por ciento las emisiones de monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno de los vehículos. Asimismo, la nueva planta de la refinería de Cadereyta tendrá capacidad para producir combustibles que contengan alrededor 30 partes por millón (ppm) de azufre, mientras que las gasolinas que actualmente se producen contienen alrededor de 800 ppm.

Renovación de la flota

- En enero, marzo y abril de 2013 Pemex - Refinación recibió los buques-tanque Centla, Jaguaroundi, Texistepec y Rarámuri, los cuales fueron construidos bajo los más altos estándares ambientales y tecnológicos. Cada uno de estos buques puede almacenar hasta 320 mil barriles cada uno, con lo cual, además de reducir el promedio de antigüedad de la flota, se incrementa la capacidad de almacenamiento de petrolíferos.

Construcción de planta solidificadora de azufre

- Con el fin de garantizar el desplazamiento del azufre de las distintas refinerías y complejos procesadores de gas del país PMI, compañía subsidiaria de Petróleos Mexicanos, construirá la primera planta solidificadora de azufre en México, la cual estará ubicada en la Administración Portuaria Integral de Coatzacoalcos, Veracruz, con una capacidad de proceso de 360 Mt anuales y una inversión superior a MXN 500 millones.

Mejora de desempeño operativo (MDO)

- El Programa para Mejorar el Desempeño Operativo (MDO) tiene como objetivo revertir los resultados de los procesos de refinación en el corto plazo y establecer un proceso de mejora continua. El Programa instrumenta prácticas operativas que impactan positivamente los resultados, fortalece la confiabilidad de las plantas, asegura el abastecimiento de insumos para la producción y el refaccionamiento crítico, y finalmente mejora la gestión y aspectos organizacionales. Al mes de diciembre de 2013 se han identificado 377 iniciativas, de las cuales 180 son prioritarias, están ya en operación, y representan un valor potencial de US 1.3 mil millones. Para dar seguimiento al Programa, cada refinería tiene definidas iniciativas prioritarias y cuenta con un sistema para verificar los resultados y cuantificar los impactos potenciales a partir de datos reales de operación y simuladores de proceso.

Franquicias

- El número de estaciones de servicio registradas al 31 de diciembre de 2013 fue de 10,416, es decir 3.7% más que las registradas en el mismo periodo del año anterior.

Acciones para combatir el mercado ilícito de combustibles

- Por lo que se refiere a las acciones para combatir el mercado ilícito de combustibles, en 2013 PEMEX siguió contando con el apoyo de las Fuerzas Armadas para la vigilancia de las instalaciones y apoyo en los celajes de los ductos. Asimismo, se colaboró activamente con diversas entidades gubernamentales para favorecer el intercambio de información y capacitar a grupos de investigación especializados.



Gas y Petroquímica Básica

El proceso de gas natural durante 2013 fue 0.5% mayor respecto al 2012, como resultado de una mayor oferta de gas húmedo dulce de la Región Norte. Se procesaron en total 4,404 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales 75.6% correspondió a gas húmedo amargo y el 24.4% restante a gas húmedo dulce. Por lo que se refiere al proceso de condensados, éste aumentó 1.3% debido a la mayor oferta de condensados dulces de la Región Norte.

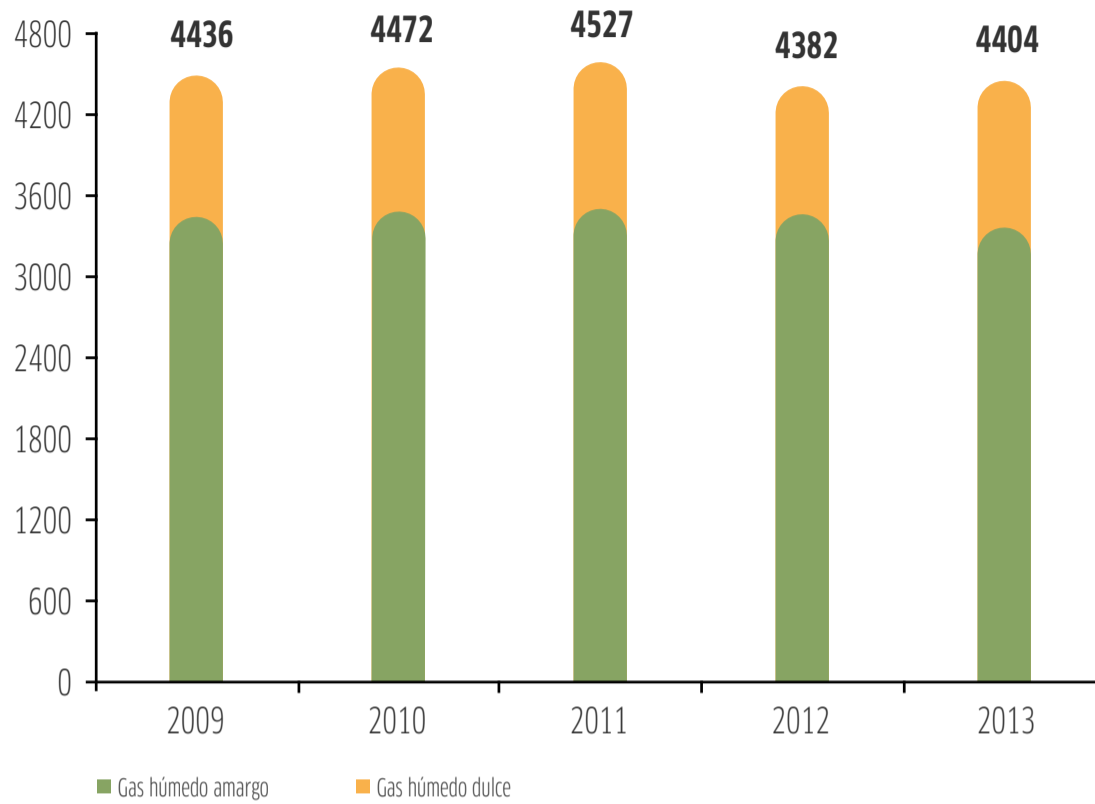
Derivado del incremento en el proceso de gas y condensado, la producción de gas seco aumentó 1.8%, o 65 millones de pies cúbicos diarios, ubicándose en 3,693 millones de pies cúbicos diarios.

A continuación se describen los principales proyectos de Pemex - Gas y Petroquímica Básica durante 2013:

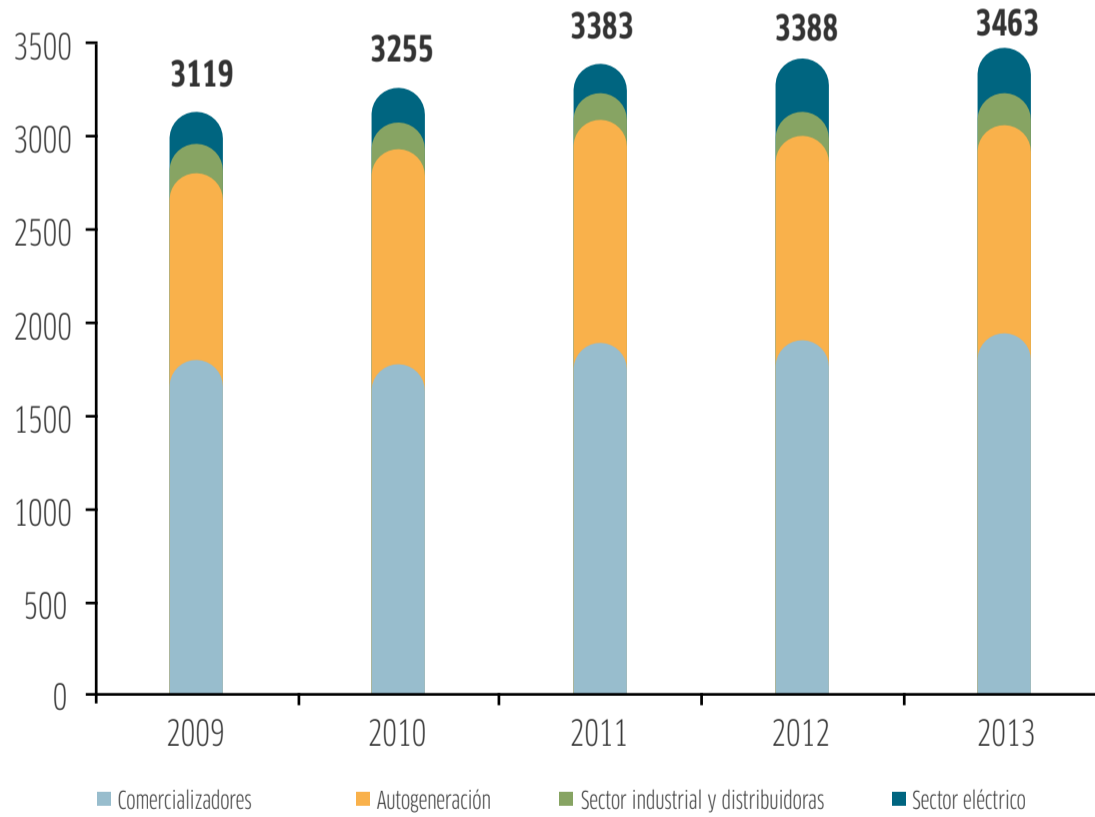
Abastecimiento de gas natural

- El 13 de agosto de 2013 se dio a conocer la Estrategia de Suministro de Gas Natural, la cual contempla varios proyectos de infraestructura para garantizar un abastecimiento seguro y confiable de gas natural en el corto, mediano y largo plazo.
- En el corto plazo se contempla importar al menos un buque por mes de gas natural licuado a través de los puertos de Manzanillo y Altamira con capacidad de 3 mil millones de pies cúbicos diarios. Los cargamentos recibidos en 2013 se distribuyeron entre Pemex - Gas y Petroquímica Básica y la Comisión Federal de Electricidad; mientras que los que se reciban en 2014 serán únicamente para uso de Pemex - Gas y Petroquímica Básica.
- En el mediano plazo la Comisión Federal de Electricidad construirá una estación de compresión en Altamira para interconectar el sur de Estados Unidos con Tamaulipas. La estación de compresión se interconectará al ducto de 48 pulgadas Cactus - San Fernando y tendrá una capacidad de 500 millones de pies cúbicos diarios.
- En el largo plazo, PEMEX planea construir los gasoductos Los Ramones fase I, Los Ramones fase II, Agua Dulce - Frontera y Tucson - Sásabe. Asimismo, de manera paralela la Comisión Federal de Electricidad tiene contemplado construir una estación de compresión en Soto La Marina con capacidad de 190 millones de pies cúbicos diarios. La Comisión Federal de Electricidad tiene también contemplado desarrollar los gasoductos Sásabe - Guaymas, Tamazunchale - Sauz y Mayakan.

PROCESO DE GAS NATURAL MILLONES DE PIES CÚBICOS DIARIOS



VENTAS EN EL PAÍS DE GAS NATURAL MILLONES DE PIES CÚBICOS DIARIOS





Proyecto Los Ramones

- La construcción de los gasoductos de Los Ramones es el mayor proyecto de infraestructura energética del país de los últimos 40 años; una vez concluido, se espera abastecer cerca del 20% de la demanda nacional de gas natural.
- La fase I correrá entre Camargo, Tamaulipas y Los Ramones, Nuevo León. El ducto tendrá una capacidad de transporte de hasta mil millones de pies cúbicos diarios a partir de su entrada en operación, programada en diciembre de 2014, y ésta se incrementará hasta 2,100 millones de pies cúbicos diarios en diciembre del 2015. La empresa mexicana Tubacero será proveedor de la tubería para la construcción de los 115 kilómetros de gasoducto de 48 pulgadas de la fase I. El 21 de julio de 2013, Pemex - Gas y Petroquímica Básica y Gasoductos del Noreste, empresa integrante del grupo Gasoductos de Chihuahua, firmaron un contrato para la prestación de servicios de transporte de gas natural en la fase I. El contrato tendrá una vigencia de 25 años a partir de la entrada en operación del gasoducto.
- La fase II correrá entre Los Ramones, Nuevo León y Apaseo el Alto, Guanajuato y permitirá transportar hasta 1,430 millones de pies cúbicos diarios de gas natural a partir de diciembre de 2015. La fase II se divide en Ramones Norte y Ramones Sur. La primera abarca 441 kilómetros de ductos y dos estaciones de compresión entre Los Ramones y San Luis Potosí. El desarrollo de este trayecto estará a cargo de las empresas TAG Pipelines y Gasoductos de Chihuahua, las cuales son compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos. Ramones Sur abarca 287 kilómetros de longitud y una estación de compresión entre los estados de San Luis Potosí y Guanajuato.

Planta de cogeneración en Complejo Procesador de Gas Nuevo PEMEX

- El 19 de abril de 2013 inició operación comercial la planta de cogeneración eléctrica del Centro Procesador de Gas Nuevo PEMEX. La planta produce 300 Mega watts por hora, equivalentes al 14.0% de la capacidad total instalada de generación eléctrica en PEMEX. La planta atiende el suministro de 190 centros de trabajo y permite un ahorro superior a US 150 millones por año. Adicionalmente, sustituye equipos de menor eficiencia o que se encuentran al final de su vida útil, reduciendo de esta manera las emisiones de gases de dióxido de carbono (CO2).

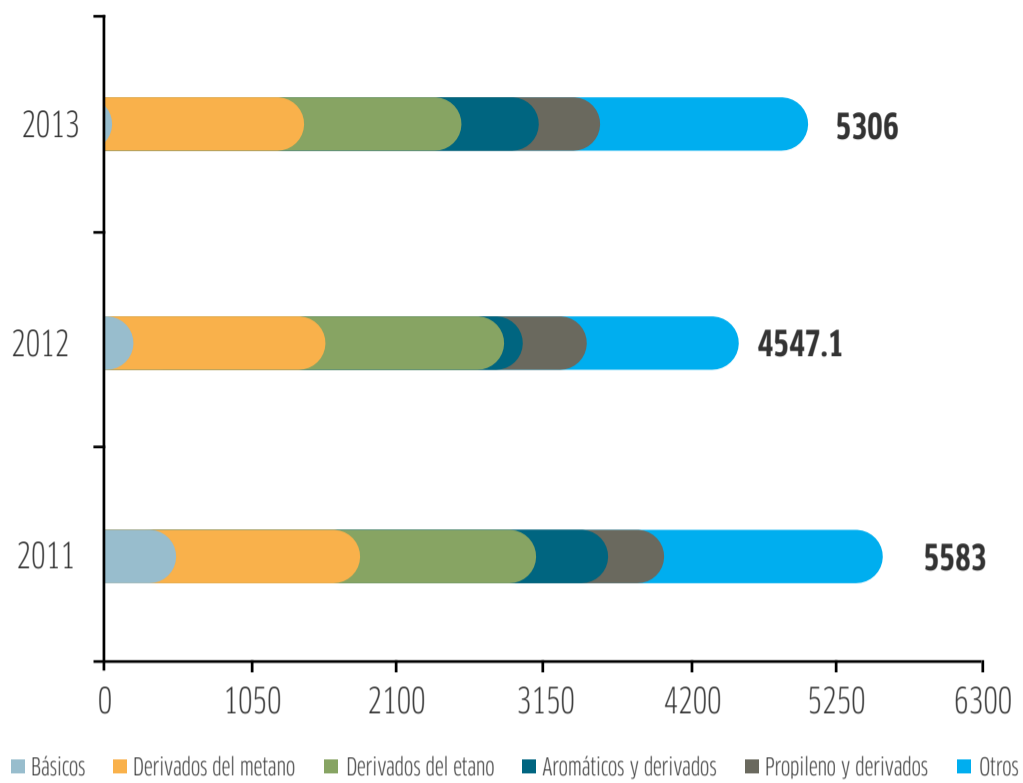
Petroquímica

La elaboración de petroquímicos se incrementó 12.5% respecto al 2012, ubicándose en 5,455 miles de toneladas, lo cual se debió principalmente a un aumento de 442 mil toneladas en la cadena de aromáticos y derivados motivado por el proceso de estabilización de la unidad CCR (de Regeneración Catalítica Continua, o Continuous Catalytic Regeneration) y por la normalización de operaciones en el complejo La Cangrejera. Asimismo, resultado de la mayor producción de aromáticos, también se registraron incrementos en la producción de benceno, tolueno y xileno.

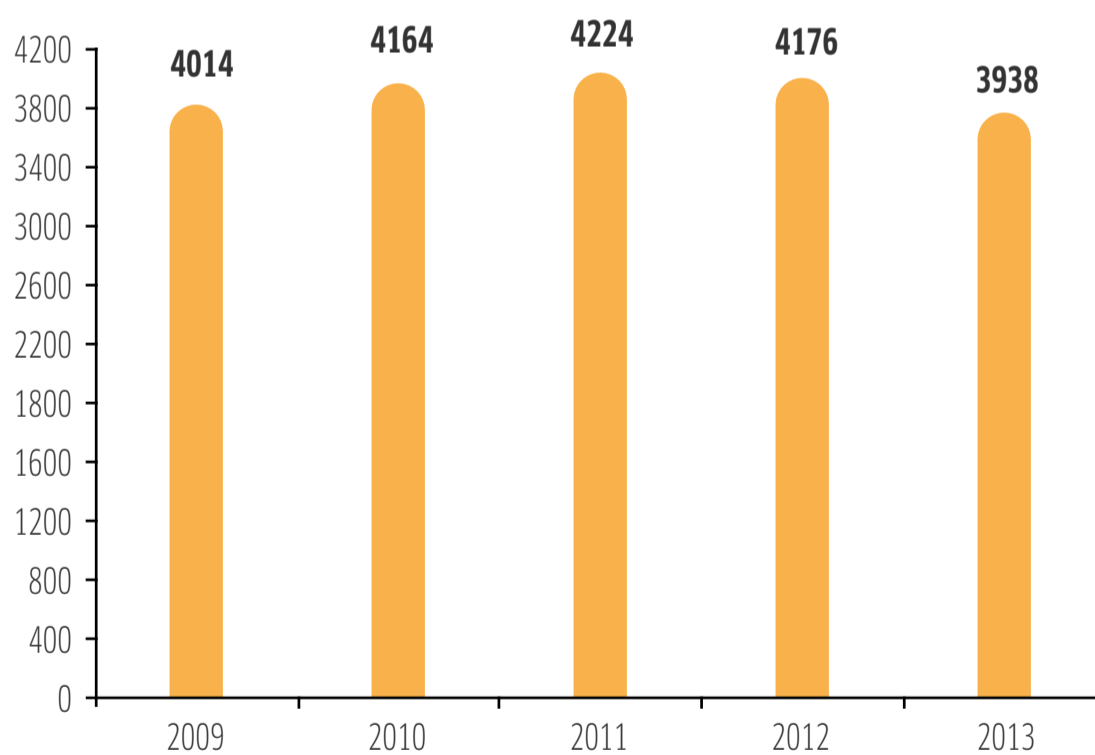
La cadena de derivados del etano presentó un descenso de 136 mil toneladas debido a que, desde el 12 de septiembre de 2013, la producción de cloruro de vinilo y etileno del Complejo Petroquímico Pajaritos se registra como producción de la coinversión entre Pemex - Petroquímica y Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. La cadena de derivados del metano también registró un descenso de 18 mil toneladas como consecuencia de menor producción de amoníaco, resultado de menor demanda de este producto ocasionada por factores climatológicos que afectaron zonas agrícolas.



PRODUCCIÓN NETA DE PETROQUÍMICOS MILES DE TONELADAS



VENTAS EN EL PAÍS DE PETROQUÍMICOS MILES DE TONELADAS



Comercio Internacional

PMI, empresa comercializadora de Petróleos Mexicanos, realiza una eficiente labor dirigida a maximizar la generación de valor. En 2013 se exportaron 1,189 miles de barriles diarios de crudo, los cuales 987 mil barriles diarios, que equivalen a 83.0%, correspondieron a crudo Maya, 103 mil barriles diarios a crudo Istmo y 99 mil barriles diarios a crudo Olmeca. El 72.1% del total de las exportaciones de crudo se destinaron a los Estados Unidos, 14.4% a España, 8.2% a India, 1.9% a Canadá, 1.6% a China, 1.2% a países del Convenio de San José, 0.2% a Holanda y 0.5% a otros. El precio promedio ponderado de la mezcla mexicana de exportación se ubicó en US 98.54 por barril.

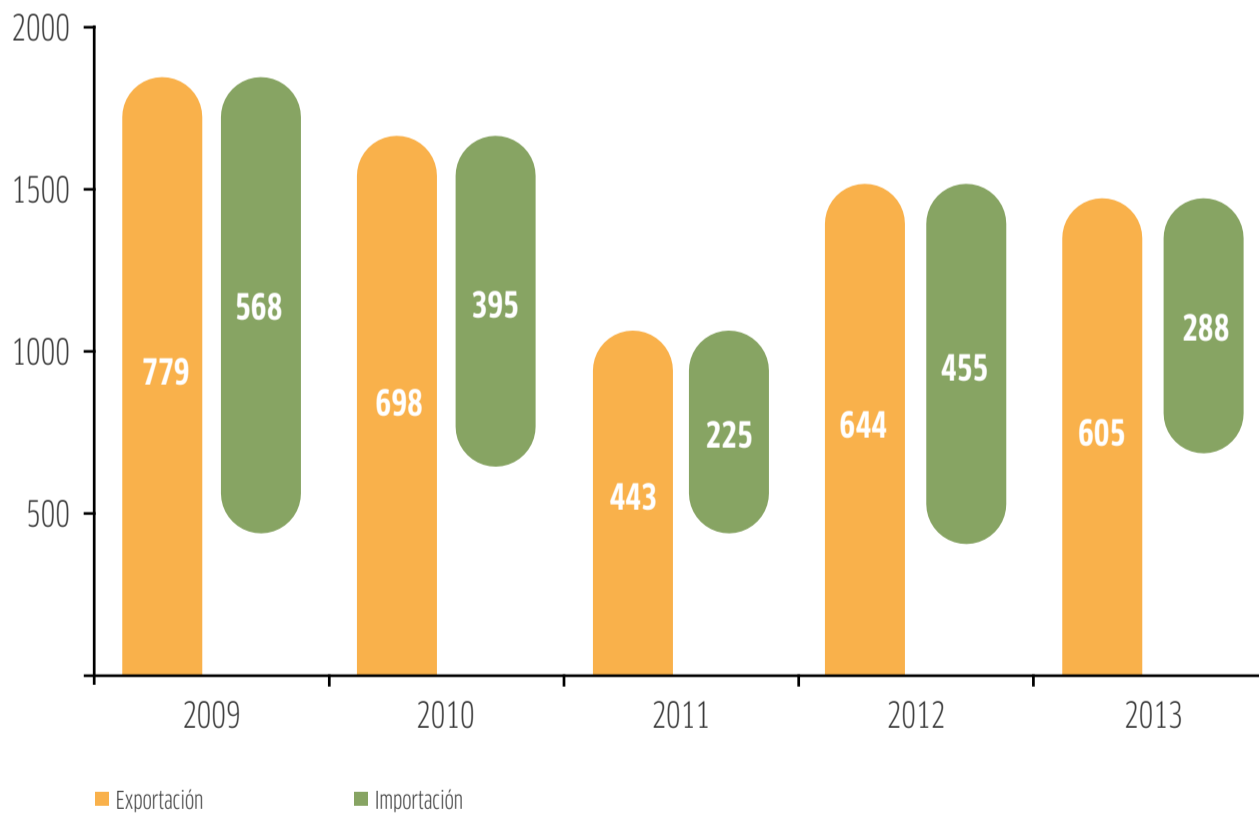
Las importaciones de gas seco se ubicaron en 1,290 millones de pies cúbicos diarios principalmente como resultado de mayor demanda del sector eléctrico e industrial en México. Las exportaciones de petrolíferos se fueron de 178 mil barriles diarios, 13 mil barriles diarios más que en 2012 ocasionados por mayor exportación de combustóleo. Por otro lado, las importaciones de petrolíferos se redujeron 9.6%, o 55 mil barriles diarios, como consecuencia principalmente de menores importaciones de gasolinas automotrices y diésel. En el caso de petroquímicos, en 2013 se exportaron 605 mil toneladas y se importaron 288 mil toneladas. Las exportaciones de petroquímicos disminuyeron 6.0% debido principalmente a menores ventas en el exterior de amoniaco y polietilenos; mientras que las importaciones se redujeron 35.3% principalmente por menores compras de xilenos.



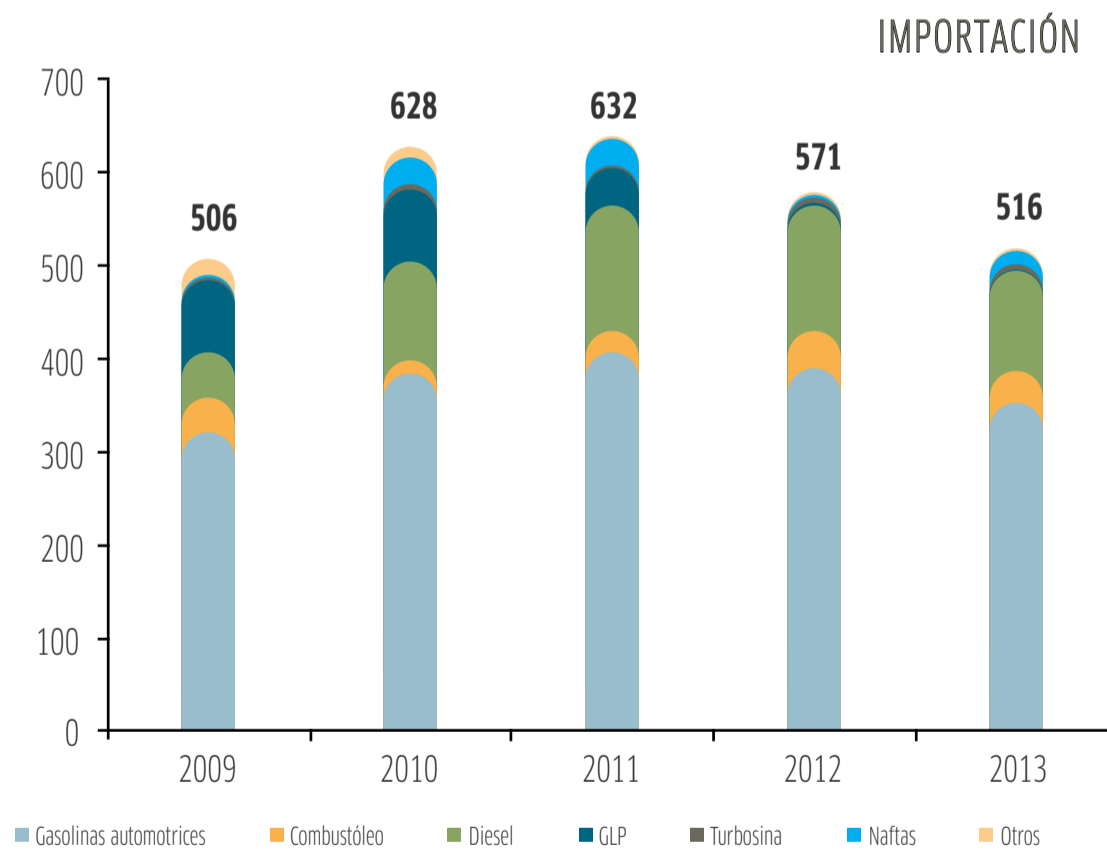
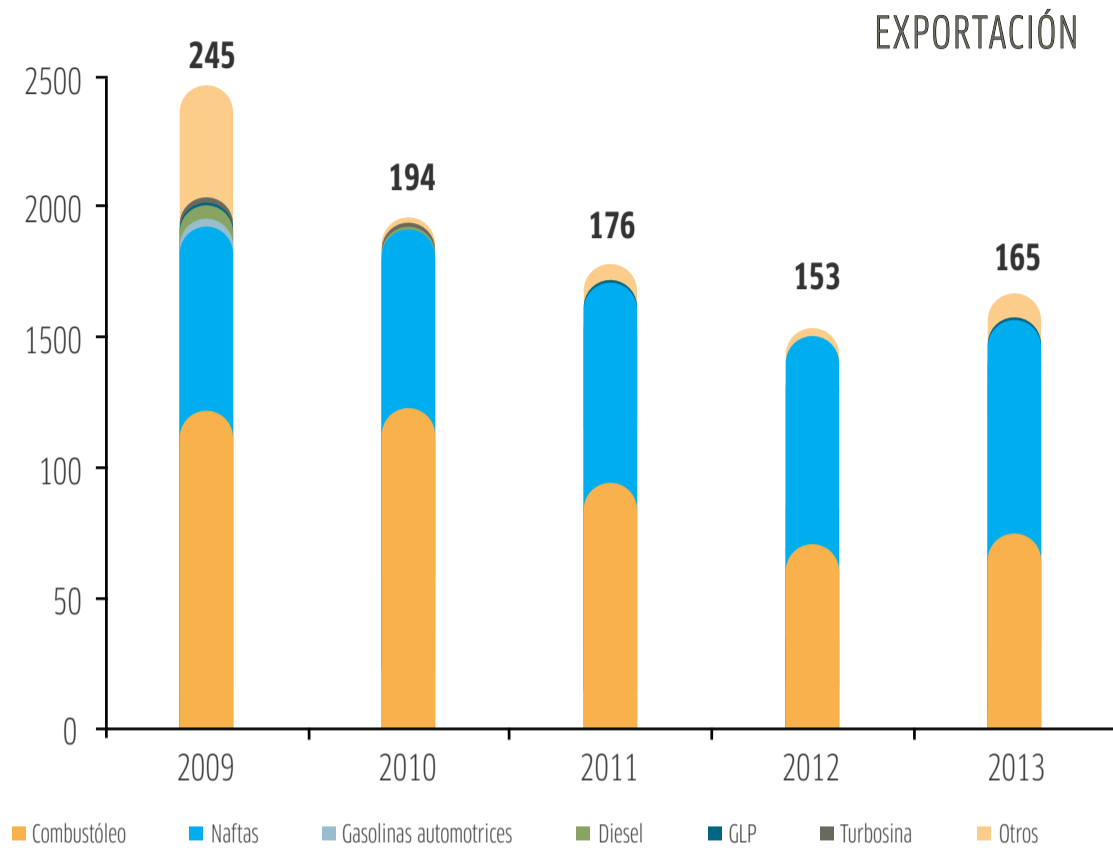
EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO MILES DE BARRILES DIARIOS



EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE PETROQUÍMICOS MILES DE TONELADAS



EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE PETROLÍFEROS MILES DE BARRILES DIARIOS

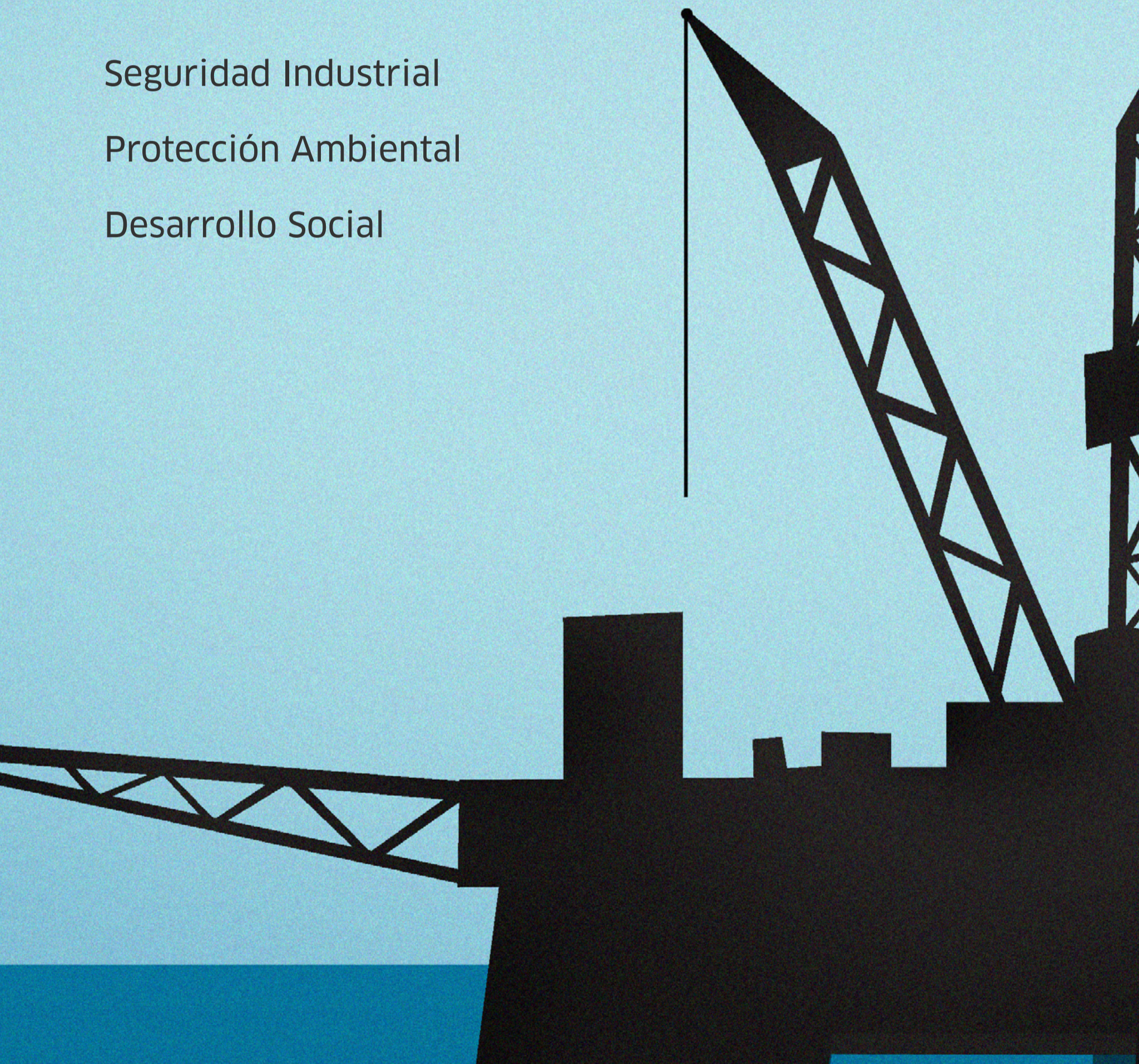


03 RESPONSABILIDAD SOCIAL

Seguridad Industrial

Protección Ambiental

Desarrollo Social



Seguridad Industrial

La naturaleza de nuestras operaciones nos expone a diversos riesgos, por lo que en PEMEX impulsamos la transformación de la cultura organizacional para ser competitivos internacionalmente en el desempeño seguro de nuestras operaciones, mediante el Sistema para la Administración de la Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (Sistema PEMEX - SSPA). Este Sistema tiene como objetivo primordial alcanzar la meta de cero accidentes, lesiones, emisiones contaminantes y enfermedades en los centros de trabajo y se basa en la aplicación sistemática de las 12 mejores prácticas internacionales en la materia mediante un proceso consistente de Disciplina Operativa que asegure la aplicación integral de todos los elementos que lo integran. El Sistema PEMEX-SSPA está conformado adicionalmente por tres Subsistemas: Administración de la Seguridad de los Procesos, Administración de la Salud en el Trabajo y Administración Ambiental. El sistema contiene indicadores reactivos y proactivos para monitorear su desempeño y facilitar la toma de decisiones.



El índice de frecuencia acumulado (IF) para el personal de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios disminuyó 7.0% con respecto al obtenido en el año 2012, al pasar de 0.61 a 0.57 lesiones por cada millón de horas-hombre trabajadas con exposición al riesgo (MMhh).

Esta disminución obedeció principalmente al establecimiento de dos tipos de acciones: el Plan de Contención de Accidentes para accidentes clasificados como graves y campañas de seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental para accidentes clasificados como moderados o menores. El Plan de Contención de Accidentes está basado en cuatro líneas de acción:

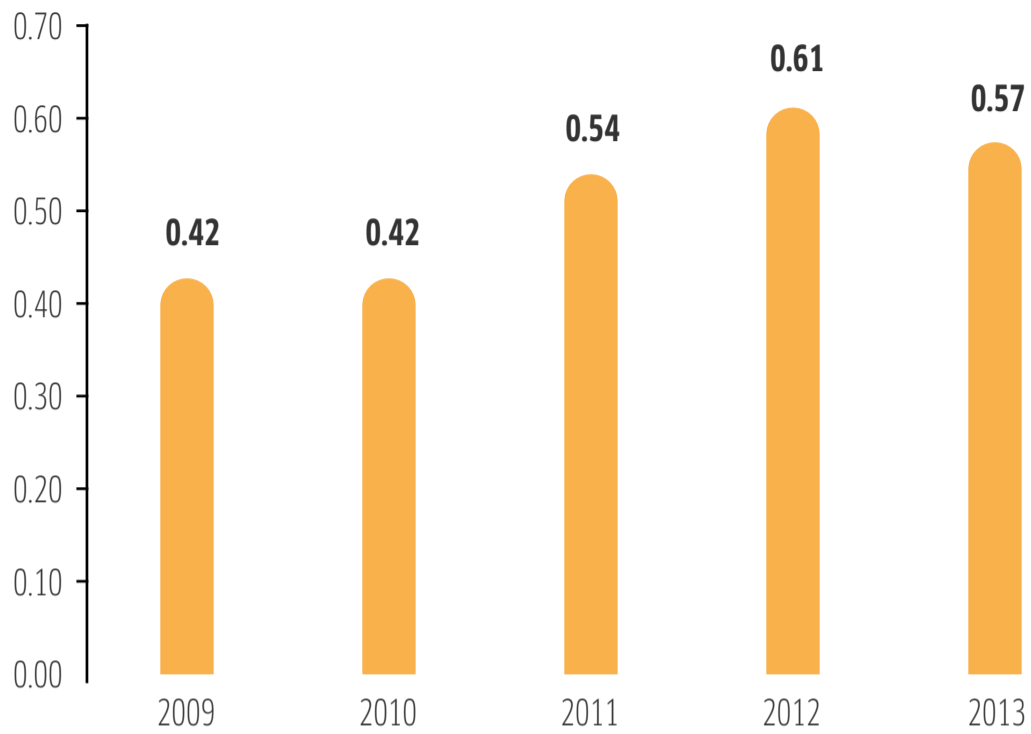
PLAN DE CONTENCIÓN DE ACCIDENTES

- 1 Identificar, evaluar y jerarquizar las actividades en los equipos e instalaciones de alto riesgo de operación.
- 2 Revisar la planeación, programación, ejecución y recepción segura de equipos e instalaciones de alto riesgo de operación, por administración directa y por contratistas.
- 3 Identificación y/o actualización de procedimientos de operación y mantenimiento (entrega/recepción, pre-arranque y desempeño operativo).
- 4 Auditorías efectivas a trabajos de alto riesgo y desempeño operativo.

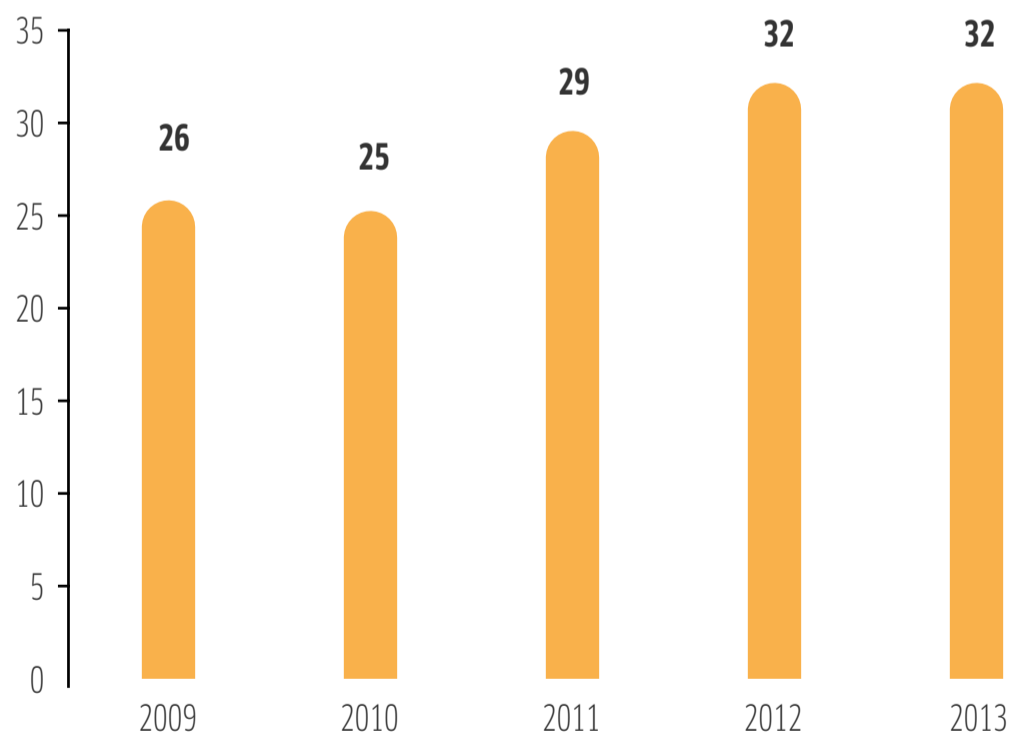
Adicionalmente se realizaron campañas de seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental (SSPA) para disminuir los accidentes moderados y menores en caídas de altura, caídas del mismo nivel, maniobras e izajes y cuidado de manos.

En el año 2013, el índice de gravedad acumulado (IG) de lesiones se mantuvo con respecto al valor obtenido en el año 2012 en 32 días perdidos por cada millón de horas-hombre trabajadas con exposición al riesgo MMhh.

ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES ACCIDENTES INCAPACITANTES POR MILLÓN DE HORAS-HOMBRE TRABAJADAS



ÍNDICE DE GRAVEDAD DÍAS PERDIDOS POR MILLÓN DE HORAS-HOMBRE TRABAJADAS



Protección Ambiental

Es de gran importancia para PEMEX minimizar el impacto a los ecosistemas y entorno ambiental durante el desarrollo de nuestras operaciones, por ello implementamos continuamente diversas acciones para lograrlo. Participamos activamente dentro del Programa de Industria Limpia de la Procuraduría Federal de Protección al Medio Ambiente, mediante el cual se evalúan el ahorro de agua, energía eléctrica, control en la generación de residuos sólidos y disminución en la emisión de bióxido de carbono. Durante 2013 PEMEX recibió, a través de la PROFEPA, 105 certificados de industria limpia, de los cuales 28 fueron otorgados a instalaciones por primera vez y 77 por refrendo al mantener o mejorar su desempeño ambiental. Al cierre de 2013 Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios cuentan con 312 certificaciones vigentes y 315 en proceso de certificación, de un total de 627 instalaciones o grupo de instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental.



Asimismo, durante 2013 PEMEX registró ante las Naciones Unidas las primeras dos Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas de México (NAMAs) para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La primera NAMA está enfocada en la reducción de emisiones fugitivas en el sistema de procesamiento, transporte y distribución de gas natural; y la segunda está dirigida a proyectos de cogeneración. En conjunto, las dos NAMAs tienen un potencial de reducción de emisiones de cerca de 10 millones de toneladas.

En mayo de 2013 concluyeron los estudios de factibilidad de proyectos de cogeneración en los Complejos Petroquímicos de Cangrejera y Morelos. Estos estudios fueron financiados con recursos otorgados por el Gobierno de Japón y representan la primera etapa de un posible acuerdo entre México y Japón para proyectos de reducción de emisiones.

Desde hace varios años PEMEX destina recursos económicos para apoyar el desarrollo de proyectos de conservación de la biodiversidad y de restauración forestal en diversos estados donde operamos. Entre los proyectos que apoyamos se encuentran:

- Educación Ambiental y Restauración Forestal en Áreas Naturales Protegidas del Golfo de México
- Conservación, Manejo y Restauración de los Ecosistemas Naturales de la Cuenca Media del Río Usumacinta
- Educación Ambiental y Operación de la Casa del Agua en Pantanos de Centla
- Educación Ambiental y Recuperación Ecológica de Manglares y Selvas Bajas en el Estado de Veracruz
- Parque Ecológico Jaguaroundi, Veracruz

Desarrollo Social

Estamos conscientes de que el factor humano es esencial para el óptimo desarrollo de la empresa, por ello impulsamos proyectos y políticas que favorezcan el desarrollo humano para crear entornos sociales armónicos en las comunidades donde operamos. El total de los donativos, donaciones y obras de beneficio mutuo realizadas por PEMEX en 2013 asciende a más de MXN 3.5 mil millones; 80.0% de este monto, es decir MXN 2.8 mil millones, se destinó a donativos y donaciones. El remanente de MXN 0.7 mil millones se utilizó en inversión de infraestructura localizada en los estados donde opera Pemex - Exploración y Producción. Del total de donativos y donaciones, 55.5% se entregó a estados con mayor actividad en la industria petrolera (Campeche, Chiapas, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz); 21.0% a estados con mediana actividad en la industria petrolera (Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla y San Luis Potosí); y 23.5% al resto del país.



The image features a light blue background with dark silhouettes of industrial structures. On the left is a tall, lattice-structured tower. A horizontal beam extends from the tower towards the right. In the lower right, there is a building with a spherical dome on its roof. A fence-like structure is visible at the bottom. The text '04 REFORMA ENERGÉTICA' is centered in the middle of the image.

04 REFORMA
ENERGÉTICA

Durante julio y agosto de 2013 se enviaron al Congreso de la Unión tres iniciativas de reforma energética por parte del Presidente Enrique Peña Nieto, del Partido Acción Nacional (PAN) y del Partido de la Revolución Democrática (PRD). Las dos primeras contemplan modificaciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la del PRD contempla modificaciones a leyes y reglamentos.

El 12 de diciembre de 2013, el H. Congreso de la Unión aprobó las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los cuales fueron posteriormente aprobados por la mayoría de los legisladores de los estados del país y por el Presidente Peña Nieto.

El 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforma y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía y entró en efecto el 21 de diciembre de 2013. El Decreto incluye artículos transitorios que estipulan el marco general de las leyes secundarias; dentro de los 120 días naturales siguientes a la entrada en vigor del Decreto, el Congreso de la Unión deberá realizar las modificaciones necesarias al marco legal. Los principales puntos establecidos en el Decreto son:

Propiedad de los hidrocarburos:

- I. Los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos en el subsuelo son propiedad de la Nación.

Participación del sector privado:

- I. La Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares. Dentro de los 120 días naturales siguientes a la entrada en vigor del Decreto, el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones necesarias al marco jurídico para regular las modalidades de contratación que deberán ser, entre otros, de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia para llevar a cabo, por cuenta de la Nación, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, incluyendo los que pueden realizar las empresas productivas del Estado con particulares.

Empresa productiva del estado:

- I. En un plazo que no podrá exceder de dos años a partir de la fecha de publicación del Decreto, deberá convertirse de organismo descentralizado a empresa productiva del Estado conforme a la normatividad que se emita.
- II. PEMEX tendrá como objetivo la creación de valor económico con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental; su organización, administración y estructura corporativa serán acordes a las mejores prácticas a nivel internacional asegurando su autonomía técnica y de gestión.
- III. El Consejo de Administración de PEMEX será conformado por cinco consejeros del Gobierno Federal, incluyendo al titular de la Secretaría de Energía (SENER) quien lo presidirá y cinco consejeros independientes.



Solicitud de asignaciones:

- I. PEMEX deberá someter a consideración de la SENER, en un plazo de 90 días a partir de la entrada en vigor del Decreto, la asignación de áreas en exploración y campos en producción.
- II. La SENER, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, emitirá la resolución correspondiente dentro de los 180 días posteriores a la solicitud de PEMEX.
- III. Las áreas que no sean solicitadas por PEMEX, o que no le sean asignadas, estarán sujetas a un proceso de licitación que estará abierto a participación de terceros.

Sistema Nacional de Ductos:

- I. Se creará un organismo público descentralizado denominado Centro Nacional de Control del Gas Natural que será responsable de la operación del sistema nacional de ductos para transporte y almacenamiento de gas natural.
- II. Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios transferirán los recursos necesarios para este propósito.

Autoridades y supervisión regulatoria:

- I. La SENER tendrá la facultad de diseñar los permisos para tratamiento de crudo, refinación, proceso de gas natural, producción de petroquímicos, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y productos petrolíferos. Adicionalmente, también definirá las áreas de exploración y explotación, así como el tipo de contrato adjudicado (servicios, utilidad compartida, producción compartida y licencias, o una combinación de los anteriores), al igual que el diseño técnico de cada contrato.
- II. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) definirá los términos económicos y fiscales de cada contrato.
- III. La Comisión Nacional de Hidrocarburos realizará la licitación de conformidad con lo establecido por la SENER y la SHCP.
- IV. La Comisión Reguladora de Energía regulará y otorgará permisos de almacenamiento, transporte y distribución por ductos.
- V. La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos se creará para que regule y supervise la seguridad operativa y protección al medio ambiente.

Fondo Mexicano del Petróleo:

- I. Creará el Fondo Mexicano del Petróleo, el cual administrará y distribuirá los ingresos provenientes de las asignaciones y contratos, tales como derechos y regalías, mas no impuestos.



The image features a large, dark brown, angular geometric shape that dominates the upper and middle portions of the frame. This shape is set against a background of various shades of blue, ranging from a light, pale blue at the top to a deeper, more saturated blue at the bottom. The overall aesthetic is modern and minimalist, with sharp lines and a high-contrast color palette.

05 GOBIERNO CORPORATIVO

Consejo de Administración

Principales Funcionarios

Consejo de Administración¹

Representantes del Estado

Consejero presidente

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

Consejeros propietarios

Luis Videgaray Caso

Secretario de Hacienda y Crédito Público

Ildefonso Guajardo Villarreal

Secretario de Economía

María de Lourdes Melgar Palacios

Subsecretaria de Hidrocarburos de la
Secretaría de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario de Planeación y Transición
Energética de la Secretaría de Energía

Miguel Messmacher Linartas

Subsecretario de Ingresos SHCP

¹ Al 15 de julio de 2014.



Consejeros profesionales

Fluvio César Ruiz Alarcón

Jorge José Borja Navarrete

Héctor Moreira Rodríguez

José Fortunato Álvarez Enríquez

Representantes del Sindicato de los Trabajadores Petroleros de la República Mexicana

Fernando Pacheco Martínez

Jorge Wade González

Fernando Navarrete Pérez

Sergio Lorenzo Quiroz Cruz

José del Pilar Córdova Hernández

Auditor externo

KPMG Cárdenas Dosal , S.C.

¹ Al 15 de julio de 2014.

Principales Funcionarios²

Emilio Ricardo Lozoya Austin
Director General de Petróleos Mexicanos

Mario Alberto Beauregard Álvarez
Director Corporativo de Finanzas

Víctor Díaz Solís
Director Corporativo de Administración

Carlos Rafael Murrieta Cummings
Director Corporativo Operaciones

José Luis Luna Cárdenas
Director Corporativo de Tecnología de Información y Procesos de Negocios

Arturo Henríquez Autrey
Director Corporativo de Procura y Abastecimiento

Marco Antonio De la Peña Sánchez
Director Jurídico

Daniel Ramírez Ruiz
Titular del Órgano Interno de Control

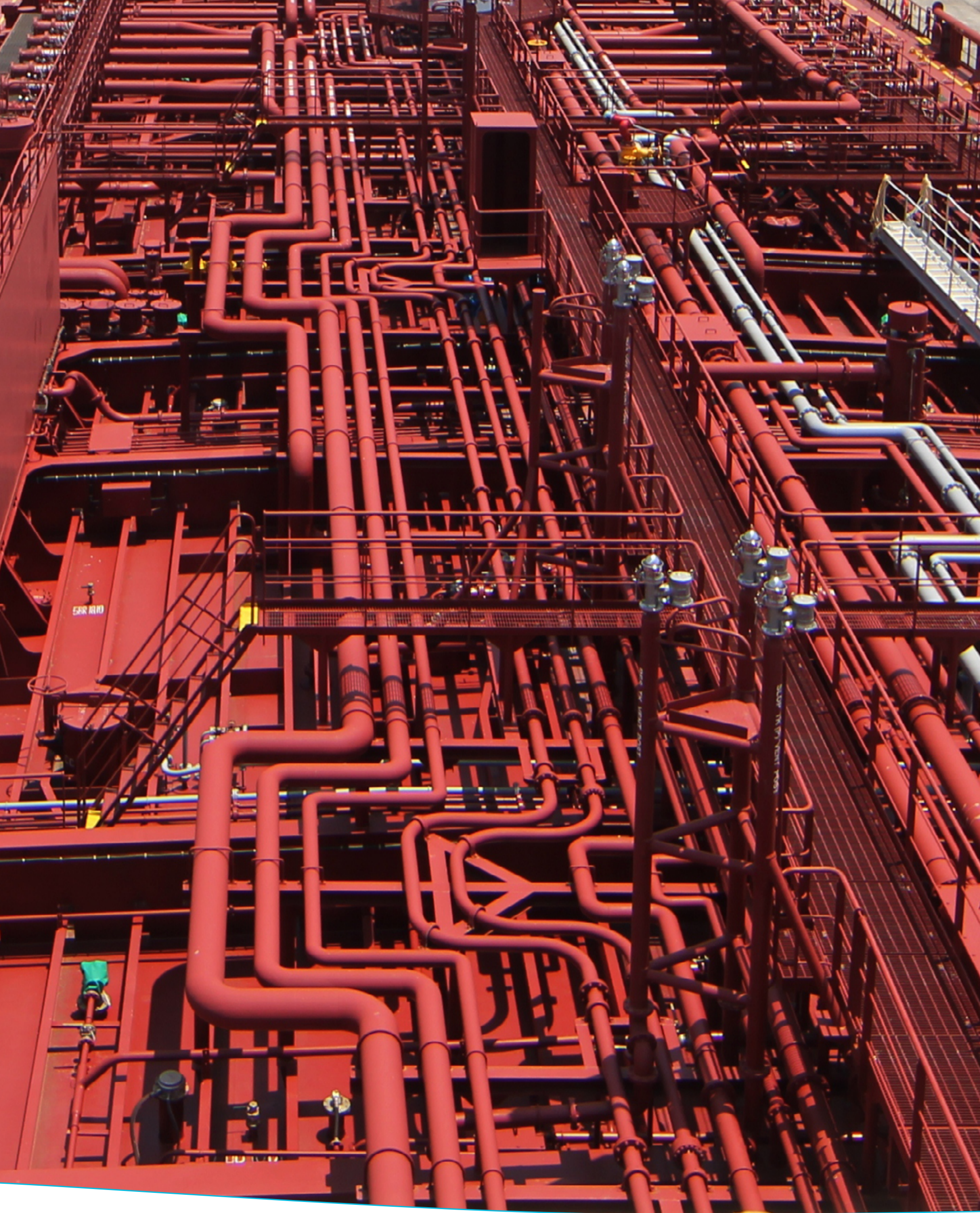
Gustavo Hernández García
Director General de Pemex - Exploración y Producción

Miguel Tame Domínguez
Director General de Pemex - Refinación

Alejandro Martínez Sibaja
Director General de Pemex - Gas y Petroquímica Básica

Manuel Sánchez Guzmán
Director General de Pemex - Petroquímica

² Al 15 de julio de 2014.



Salvaguadas

Variaciones

Las variaciones acumuladas o anuales se calculan en comparación con el mismo periodo del año anterior; a menos de que se especifique lo contrario.

Redondeo

Como consecuencia del redondeo de cifras, puede darse el caso de que algunos totales no coincidan exactamente con la suma de las cifras presentadas.

Información financiera

Excluyendo información presupuestal y volumétrica, la información financiera incluida en este reporte está basada en los estados financieros consolidados preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las cuales PEMEX adopta en 2012. La información relevante a periodos anteriores ha sido ajustada en ciertas partidas con el fin de hacerla comparable con la información financiera consolidada bajo las NIIF. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 23 a los estados financieros consolidados incluidos en la Forma 20-F registrada ante la SEC el 30 de abril de 2013. El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF emitidas por el CINIF. La información presupuestal está elaborada conforme a las Normas Gubernamentales, por lo que no incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos.

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 31 de diciembre de 2013 de MXN 13.0765 = US 1.00. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los E.U.A. al tipo de cambio utilizado.

Régimen fiscal

A partir del 1 de enero de 2006, el esquema de contribuciones de Pemex - Exploración y Producción (PEP) quedó establecido en la Ley Federal de Derechos. El del resto de los Organismos Subsidiarios continúa establecido en la Ley de Ingresos de la Federación. El derecho principal en el régimen fiscal actual de PEP es el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), cuya base gravable es un cuasi rendimiento de operación. Adicionalmente al pago del DOSH, PEP paga otros derechos.

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diesel de uso automotriz se establece en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio correspondiente. Si el precio al público es mayor que el precio productor, el IEPS lo paga el consumidor final de gasolinas y diesel para uso automotriz; en caso contrario, el IEPS lo absorbe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo acredita a Pemex - Refinación, quien es un intermediario entre la SHCP y el consumidor final. La diferencia entre el precio al público, o precio final, y el precio productor de gasolinas y diesel es, principalmente, el IEPS. El precio al público, o precio final, de gasolinas y diesel lo establece la SHCP. El precio productor de gasolinas y diesel de Pemex - Refinación está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México. Desde 2006, si el precio final es menor al precio productor, la SHCP acredita a Pemex - Refinación la diferencia entre ambos. El monto de acreditación del IEPS se presenta en devengado, mientras que la información generalmente presentada por la SHCP es en flujo.

Reservas de hidrocarburos

De conformidad con el artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, (I) los reportes de cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos deben ser aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); y (II) la Secretaría de Energía registrará y dará a conocer las reservas de hidrocarburos de México con base en la información proporcionada por la CNH. Estos procesos actualmente están en ejecución.

Al 1 de enero de 2010, la Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC) modificó sus lineamientos y ahora permite que, en los registros ante la SEC de empresas de crudo y gas, se revelen no sólo reservas probadas, sino también reservas probables y posibles. Sin embargo, cualquier descripción presentada en este documento de las reservas probables o posibles, no necesariamente debe coincidir con los límites de recuperación contenidos en las nuevas definiciones establecidas por la SEC. Asimismo, los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la Forma 20-F y en el reporte anual a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), disponibles en nuestro portal www.pemex.com.

Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro. Se pueden realizar proyecciones a futuro en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y a la Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC, por sus siglas en inglés), en nuestro reporte anual, en nuestras declaraciones, en memorándums de venta y prospectos, en publicaciones y otros materiales escritos, y en declaraciones verbales a terceros realizadas por nuestros directores o empleados. Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras: actividades de exploración y producción, actividades de importación y exportación, proyecciones de inversión y costos, compromisos, costos, ingresos, liquidez, etc.

Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera de nuestro control. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a: cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural, efectos causados por nuestra competencia, limitaciones en nuestro acceso a recursos financieros en términos competitivos, eventos políticos o económicos en México, desarrollo de eventos que afecten el sector energético y, cambios en la regulación.

Se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y no tenemos obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente del Reporte Anual registrado ante la CNBV que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.com.mx) y en la versión más reciente de la Forma 20-F de Petróleos Mexicanos registrada ante la SEC de EUA (www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

PEMEX

Petróleos Mexicanos es la empresa mexicana de petróleo y gas. Creada en 1938, es el productor exclusivo de los recursos petroleros y de gas en México. Sus Organismos Subsidiarios son Pemex - Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex - Gas y Petroquímica Básica y Pemex - Petroquímica. La principal compañía subsidiaria es PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Para mayor detalle de nuestro desempeño operativo y financiero, lo invitamos a consultar las publicaciones contenidas en www.pemex.com.

CONTACTO

Si desea ser incluido en la lista de distribución, ingrese a www.pemex.com en la sección de Relación con Inversionistas.

Correo electrónico

ri@pemex.com

Teléfono


(52 55) 1944-9700

(52 55) 1944-2500 ext. 59412

Twitter

[@PEMEX_RI](https://twitter.com/PEMEX_RI)



The image features a dark blue background with silhouettes of industrial structures. On the left, a tall, complex lattice tower stands. A long, horizontal truss structure extends from the tower towards the right. In the center, there is a smaller structure on four legs. To the right, a large rectangular building is visible, topped with a circular dome. A series of vertical lines, possibly representing a fence or a bridge railing, runs across the middle ground. The overall scene is set against a light blue sky.

06 ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS
AUDITADOS

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al H. Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (“PEMEX”), que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2013 y los estados consolidados de resultados integrales, de variaciones en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la administración en relación con los estados financieros consolidados

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, y del control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material, debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos basada en nuestras auditorías. Hemos llevado a cabo nuestras auditorías de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas exigen que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de desviación material.

La auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados debido a fraude o error. Al efectuar dichas evaluaciones del riesgo, el auditor considera el control interno relevante

para la preparación y presentación razonable por parte de la Compañía de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía. La auditoría también incluye la evaluación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la administración y de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que la evidencia que hemos obtenido en nuestra auditoría proporciona una base suficiente y adecuada para sustentar nuestra opinión.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados que se acompañan presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2013, así como los resultados integrales y los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Párrafo de énfasis

Como se menciona en la Nota 1, el 20 de diciembre de 2013 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía (el “Decreto”), de las cuales se derivan ciertos cambios que afectarán la estructura actual de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, así como la creación de un organismo público descentralizado, denominado Centro Nacional de Control del Gas Natural, que será el encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento de gas natural, por lo que Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios transferirán los recursos necesarios para que dicho Centro adquiera y administre dicha infraestructura. A la fecha de este informe no se han cuantificado los efectos correspondientes de dicho Decreto, debido a que no se han promulgado las leyes secundarias en materia de energía. Este asunto no tiene efecto en nuestra opinión.

Otras cuestiones

Los estados financieros de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 fueron auditados por otro auditor independiente, quien emitió su informe con una opinión sin salvedad el 15 de abril de 2013.

CASTILLO MIRANDA Y COMPAÑÍA, S. C.
C.P.C. Bernardo Soto Peñafiel

México, D. F., a
14 de abril de 2014

ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA

31 de diciembre de 2013 y 2012

Cifras expresadas en miles de pesos

	Nota	2012	2013
Activo Circulante			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5	80,745,719	119,234,891
Cuentas, documentos por cobrar y otros	6	122,512,011	133,009,511
Inventarios	7	56,914,500	56,847,570
Instrumentos financieros derivados	13-b	6,741,640	9,050,153
Total del activo circulante		266,913,870	318,142,125
No Circulante			
Inversiones en instrumentos de patrimonio	8	17,728,571	15,771,259
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	9	16,779,501	14,646,263
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	10	1,721,578,741	1,658,734,085
Impuestos diferidos	17	2,493,162	1,935,997
Efectivo restringido	5	7,701,798	2,605,332
Otros activos	11	14,194,710	12,347,835
Total del activo circulante		1,780,476,483	1,706,040,771
Total del activo		\$ 2,047,390,353	\$ 2,024,182,896
Pasivo Circulante			
Porción circulante de la deuda a largo plazo	12	\$ 90,676,943	\$ 114,241,005
Proveedores		106,745,193	61,513,451
Cuentas y gastos acumulados por pagar		14,194,719	9,315,539
Instrumentos financieros derivados	13	6,284,482	6,752,811
Impuestos y derechos por pagar	17	41,289,495	43,980,843
Total del pasivo circulante		259,190,832	235,803,649
No circulante			
Deuda a largo plazo	12	750,563,471	672,617,595
Beneficios a los empleados	14	1,119,207,870	1,288,540,759
Provisión para créditos diversos	15	69,209,398	63,802,794
Otros pasivos		7,405,724	6,346,034
Impuestos diferidos	17	27,059,698	28,137,915
Total del pasivo no circulante		1,973,446,161	2,059,445,097
Total del pasivo		2,232,636,993	2,295,248,746

ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA

31 de diciembre de 2013 y 2012

Cifras expresadas en miles de pesos

	Nota	2012	2013
Patrimonio	18		
Certificados de aportación "A"		114,604,835	49,604,835
Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos		115,313,691	178,730,591
Reserva legal		1,002,130	977,760
Resultados acumulados integrales		(129,065,629)	(383,337,573)
Rendimientos acumulados:			
Déficit de ejercicios anteriores		(117,739,916)	(120,572,948)
(Pérdida) rendimiento neta del período		(169,865,633)	2,833,032
Total participación controladora		(185,750,522)	(271,764,303)
Total participación no controladora		503,882	698,453
Total del patrimonio		(185,246,640)	(271,065,850)
Total del pasivo y patrimonio		\$ 2,047,390,353	\$ 2,024,182,896

ESTADOS CONSOLIDADOS DEL RESULTADO INTEGRAL

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011
(Cifras expresadas en miles de pesos)

Ventas netas:	Notas	2012	2013	2011
En el país		\$ 910,187,634	\$ 867,036,701	\$ 779,197,974
De exportación		687,677,634	772,699,053	772,965,362
Ingresos por servicios		10,339,357	7,176,286	6,290,781
Total de ventas		1,608,204,625	1,646,912,040	1,558,454,117
Costo de lo vendido	3-g	814,006,338	832,490,574	778,776,371
Rendimiento bruto		794,198,287	814,421,466	779,677,746
Otros ingresos, neto	19	64,526,850	209,018,963	189,119,861
Gastos de distribución y transportación		32,448,436	28,488,283	26,709,677
Gastos de administración		98,654,472	89,612,849	80,776,819
Rendimiento de operación		727,622,229	905,339,297	861,311,111
Ingreso financiero	20	24,527,209	23,214,838	30,584,234
Costo financiero	20	(54,067,021)	(72,951,238)	(63,236,207)
(Pérdida) rendimiento en cambios		(3,951,492)	44,845,661	(60,143,252)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	9	(33,491,304)	4,797,607	(810,753)
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos		694,837,635	905,246,165	767,705,133
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	17	857,356,289	898,397,659	871,686,746
Impuestos a los rendimientos petroleros	17-k	3,787,543	2,392,919	(677,390)
Impuesto sobre la renta	17-m	3,752,230	1,855,109	3,638,034
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos		864,896,062	902,645,687	874,647,390
(Pérdida) rendimiento neto del período		(170,058,427)	2,600,478	(106,942,257)
Otros resultados integrales:				
Inversiones en instrumentos de patrimonio		4,453,495	(10,125,874)	3,872,160
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados		247,376,029	(364,878,859)	(14,890,060)
Efecto por conversión		2,440,643	(1,838,242)	4,573,141
Total de otros resultados integrales del año		254,270,167	(376,842,975)	(6,444,759)
Resultado integral total del año		\$ 84,211,740	\$ (374,242,497)	\$ (113,387,016)
Rendimiento (pérdida) neta atribuible a:				
Participación controladora		\$ (169,865,633)	2,833,032	(106,732,090)
Participación no controladora		(192,794)	(232,554)	(210,167)
(Pérdida) rendimiento neto del período		\$ (170,058,427)	\$ 2,600,478	\$ (106,942,257)
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora		\$ 254,271,944	\$ (376,775,350)	\$ (6,562,223)
Participación no controladora		(1,777)	(67,625)	117,464

Ventas netas:	Notas	2012	2013	2011
Participación no controladora		(1,777)	(67,625)	117,464
Total de otros resultados integrales del año		\$ 254,270,167	\$ (376,842,975)	\$ (6,444,759)
Resultado integral total del año atribuible a:				
Participación controladora		\$ 84,406,311	\$ (373,942,318)	\$ (113,294,313)
Participación no controladora		(194,571)	(300,179)	(92,703)
Total de otros resultados integrales del año		\$ 84,211,740	\$ (374,242,497)	\$ (113,387,016)

PARTICIPACIÓN CONTROLADORA

	Resultados acumulados integrales			
	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos	Reserva legal	Inversiones en instrumentos de patrimonio
Saldos al 31 de diciembre de 2011	\$ 49,604,835	\$ 178,730,591	\$ 977,760	\$ 3,872,160
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	-	-
Resultado integral	-	-	-	(10,125,874)
Saldos al 31 de diciembre de 2012 (Nota 18)	49,604,835	178,730,591	977,760	(6,253,714)
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A" (Nota 18-a)	65,000,000	-	-	-
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	(65,000,000)	-	-
Contribuciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	3,583,100	-	-
Contribuciones del Gobierno Federal suscritas no exhibidas (Nota 18-b)	-	(2,000,000)	-	-
Incremento en la reserva legal (Nota 18-c)	-	-	24,370	-
Resultado integral	-	-	-	4,453,495
Saldos al 31 de diciembre de 2013 (Nota 18)	\$ 114,604,835	\$ 115,313,691	\$ 1,002,130	\$ (1,800,219)
	Resultados acumulados integrales		Resultados acumulados	
	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	Del ejercicio	De ejercicios anteriores
Saldos al 31 de diciembre de 2011	\$ 4,455,677	\$ (14,890,060)	\$ (106,732,090)	\$ (13,840,858)
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	106,732,090	(106,732,090)
Resultado integral	(1,770,617)	(364,878,859)	2,833,032	-
Saldos al 31 de diciembre de 2012 (Nota 18)	2,685,060	(379,768,919)	2,833,032	(120,572,948)
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	(2,833,032)	2,833,032
Incremento a los Certificados de Aportación "A" (Nota 18-a)	-	-	-	-
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	-	-	-
Contribuciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	-	-	-
Contribuciones del Gobierno Federal suscritas no exhibidas (Nota 18-b)	-	-	-	-
Incremento en la reserva legal (Nota 18-c)	-	-	-	-
Resultado integral	2,442,420	247,376,029	(169,865,633)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2013 (Nota 18)	\$ 5,127,480	\$ (132,392,890)	\$ (169,865,633)	\$ (117,739,916)

	Total	Participación no controladora	Total patrimonio
Saldos al 31 de diciembre de 2011	\$ 102,178,015	\$ 998,632	\$ 103,176,647
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	-
Resultado integral	(373,942,318)	(300,179)	(374,242,497)
Saldos al 31 de diciembre de 2012 (Nota 18)	(271,764,303)	698,453	(271,065,850)
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A" (Nota 18-a)	65,000,000	-	65,000,000
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	(65,000,000)	-	(65,000,000)
Contribuciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	3,583,100	-	3,583,100
Contribuciones del Gobierno Federal suscritas no exhibidas (Nota 18-b)	(2,000,000)	-	(2,000,000)
Incremento en la reserva legal (Nota 18-c)	24,370	-	24,370
Resultado integral	84,406,311	(194,571)	84,211,740
Saldos al 31 de diciembre de 2013 (Nota 18)	\$ (185,750,522)	\$ 503,882	\$ (185,246,640)

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011
(Cifras expresadas en miles de pesos)

Actividades de operación	2012	2013	2011
(Pérdida) rendimiento neto del período	\$ (170,058,427)	\$ 2,600,478	\$ (106,942,257)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciación y amortización	148,491,704	140,537,720	127,380,409
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	25,608,835	-	(6,855,535)
Pozos no exitosos	12,497,726	13,842,410	12,021,450
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	14,699,620	733,521	4,685,135
Efectos de compañías asociadas	(706,710)	(4,797,607)	810,753
Dividendos	(914,116)	(685,704)	(599,907)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	(5,240,305)	3,552,924	6,598,215
Monetización de inversiones en instrumentos de patrimonio	(278,842)	-	-
Utilidad por venta de pozos, propiedades, planta y equipo	(768,000)	-	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	(1,890,710)	1,560,478	762,387
(Rendimiento) pérdida en cambios no realizada	3,308,299	(40,561,801)	69,417,356
Intereses a cargo	39,303,943	45,738,584	34,830,543
	64,053,017	162,521,003	142,108,549
Instrumentos financieros derivados	1,840,184	1,919,393	3,380,190
Cuentas por cobrar a clientes	5,401,035	22,597,978	(34,720,103)
Inventarios	(66,930)	(11,829,418)	(5,750,281)
Otros activos	(12,905,916)	(7,678,603)	(9,669,152)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4,879,180	1,362,781	6,759,771
Impuestos pagados	(2,691,348)	(21,789,616)	13,204,559
Proveedores	45,231,742	8,200,280	9,838,732
Provisión para créditos diversos	8,187,800	(2,696,770)	(5,927,517)
Beneficios a empleados	78,043,140	61,583,267	50,952,857
Impuestos diferidos	(1,635,382)	(859,954)	(905,882)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	190,336,522	213,330,341	169,271,723

Actividades de operación	2012	2013	2011
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	190,336,522	213,330,341	169,271,723
Actividades de inversión			
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(245,627,554)	(197,508,998)	(167,013,568)
Gastos de exploración	(1,438,685)	(1,828,043)	(4,135,188)
Inversiones en instrumentos de patrimonio	2,869,883	-	(20,783,820)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(244,196,356)	(199,337,041)	(191,932,576)
Actividades de financiamiento			
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	66,583,100	-	-
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	(65,000,000)	-	-
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	236,955,033	377,896,149	189,693,019
Pagos de principal de préstamos	(191,146,091)	(341,863,963)	(152,118,845)
Intereses pagados	(37,133,100)	(46,589,066)	(33,381,090)
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	10,258,942	(10,556,880)	4,193,084
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	(43,600,892)	3,436,420	(18,467,769)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	5,111,720	821,924	2,247,961
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	119,234,891	114,976,547	131,196,355
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año (Nota 5)	\$ 80,745,719	\$ 119,234,891	\$ 114,976,547

1. 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 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 continuarán realizando sus actividades conforme a su objetivo, garantizando los compromisos asumidos y los que asuman en México y en el extranjero.

Con fecha 21 de marzo del año 2012 el Ejecutivo Federal, a través del Diario Oficial de la Federación, expidió el decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos. Dicho decreto entró en vigor al día siguiente de su publicación.

Dicho decreto considera principalmente que:

- Petróleos Mexicanos continúe ejerciendo la conducción central y la dirección estratégica de los Organismos Subsidiarios conforme lo establece la Ley de Petróleos Mexicanos, y proporcione los servicios corporativos comunes de carácter administrativo y técnicos especializados que, en su caso, requieran los Organismos Subsidiarios.
- Los Organismos Subsidiarios continuarán realizando las actividades y la operación técnica e industrial conforme a su objeto, esto es, aquellas de carácter estrictamente productivo y las comerciales.
- La organización continúa con la división de las funciones que corresponden a cada Organismo Subsidiario conforme a la lógica de la distribución de las actividades sustantivas de carácter productivo referidas en la Ley de Petróleos Mexicanos.
- Las actividades relativas a los productos petroquímicos, distintos a la petroquímica básica, deben realizarse por Organismos Subsidiarios, dichos productos seguirán siendo elaborados por el Organismo Subsidiario Pemex-Petroquímica, sin perjuicio de que sean realizados por el sector privado.
- Las actividades, operaciones o servicios que los Organismos Subsidiarios requieran para el cumplimiento de su objeto podrán ser realizados por empresas de Petróleos Mexicanos, de dichos Organismos o de ambos. Asimismo, tratándose de las actividades no reservadas en forma exclusiva a la Nación, podrán celebrar alianzas o asociaciones con terceros.

Adicionalmente 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, el 2 de agosto de 2011, el 23 de febrero de 2012 y el 27 de marzo y 30 de septiembre de 2013.

Asimismo, el 28 de marzo de 2013 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, los Estatutos Orgánicos de cada uno de los Organismos Subsidiarios. Estos Estatutos Orgánicos tienen por objeto establecer la estructura, bases de organización y funciones de las unidades administrativas de los Organismos Subsidiarios, así como las atribuciones y reglas internas de sus Consejos de Administración.

Dichas entidades paraestatales son los Organismos Subsidiarios públicos descentralizados con fines productivos, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios, subsidiarios de Petróleos Mexicanos, agrupados en el sector coordinado por la Secretaría de Energía (SE). Dichos Organismos son controlados y consolidados, y tienen el carácter de subsidiarios con respecto a Petróleos Mexicanos. Los Organismos Subsidiarios cuyo patrimonio fue 100% aportado por Petróleos Mexicanos son:

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

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 el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.
- IV. PPQ: procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

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.

El 12 de diciembre de 2013, el Congreso de la Unión aprobó diversas modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, las cuales posteriormente fueron aprobadas por la mayoría de las legislaturas de las Entidades Federativas y por el Presidente de la República Enrique Peña Nieto. El 20 de diciembre de 2013, el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía, fue publicado en el Diario Oficial de la Federación y entró en vigor el 21 de diciembre de 2013. Los artículos transitorios de este Decreto establecen el marco general para de la legislación secundaria en la materia. A la fecha de estos estados financieros dicha legislación secundaria aún no ha sido publicada.

Los principales puntos del Decreto de referencia, con respecto a los hidrocarburos en México y sus operaciones, son los siguientes:

- **Propiedad de los hidrocarburos:** Los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos situados en el subsuelo de México siguen siendo propiedad de la Nación.
- **Participación del sector privado:** El Gobierno Federal llevará a cabo la exploración y extracción de hidrocarburos en México, a través de asignaciones a empresas productivas del Estado o mediante convenios con dichas empresas productivas del Estado o con empresas del sector privado. El Congreso de la Unión realizará las adecuaciones que resulten necesarias al marco jurídico, entre ellas, regular la modalidad de contratación para actividades de exploración y producción que podrán ser, entre otras, de servicios, de utilidad o producción compartida o de licencia. Establecerá las modalidades de las contraprestaciones que pagará el Estado a sus empresas productivas o a los particulares por virtud de las actividades de exploración y extracción de petróleo y de los demás hidrocarburos que hagan por cuenta de la Nación.
- **Petróleos Mexicanos** se convertirá de un organismo público descentralizado a una empresa productiva del Estado dentro de los dos años a partir de la promulgación del Decreto mencionado. Durante el período de transición, **Petróleos Mexicanos** y sus Organismos Subsidiarios están facultados para recibir asignaciones y celebrar los contratos previstos en el Decreto. **Petróleos Mexicanos**, como empresa productiva del Estado, tendrá como objeto la creación de valor económico con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental y contando con autonomía presupuestal, sujeto a ciertos controles.
- **Ronda Cero:** **Petróleos Mexicanos** deberá someter a la consideración de la Secretaría de Energía la adjudicación de las áreas en exploración y los campos que estén en producción, que esté en capacidad de operar, a través de asignaciones. Cualquiera de las áreas que no sean adjudicadas a **Petróleos Mexicanos** y/o sus Organismos Subsidiarios, estarán sujetas a un proceso de licitación abierto a la participación de empresas del sector privado.
- **Registro de Reservas:** A las empresas productivas del Estado y las empresas privadas, les estará permitido reportar, para efectos contables y financieros, las asignaciones o contratos así como los correspondientes beneficios esperados de su desarrollo.

- **Sistema de Ductos:** Se creará el Centro Nacional de Control del Gas Natural, un organismo público descentralizado del Gobierno Federal, que será el encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento. Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios transferirán los recursos necesarios para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural adquiera y administre la infraestructura para el transporte por ducto y almacenamiento de gas natural que tengan en propiedad para dar el servicio a los usuarios correspondientes.
- **Fiscalización:** La Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía tendrán la supervisión técnica y administrativa sobre las operaciones de Petróleos Mexicanos y el sector energético en general. Además, la Secretaría de Energía tendrá la atribución de otorgar permisos para el tratamiento y refinación del petróleo, y procesamiento de gas natural.

A la fecha de este reporte se desconoce el alcance que tendrá la legislación secundaria en la materia. En consecuencia, no es posible determinar los efectos específicos que ésta pueda tener, a pesar de que probablemente resultará en cambios significativos en la estructura de PEMEX con un efecto importante en sus resultados de operación y situación financiera.

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 control efectivo (ver Nota 3-a).

Las “compañías asociadas” son las entidades en las que Petróleos Mexicanos no tiene control efectivo sobre las mismas (ver Nota 3-a).

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

El domicilio de Petróleos Mexicanos y principal lugar de negocios es: Avenida Marina Nacional No. 329, Colonia Petróleos Mexicanos, Delegación Miguel Hidalgo, C. P. 11311, México D. F.

2. BASES DE PREPARACIÓN

A. Declaración de cumplimiento

- Estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 fueron preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).
- Con fecha 14 de abril de 2014, fueron autorizados para su emisión los estados financieros consolidados adjuntos y sus notas, por los siguientes funcionarios: C. P. Víctor Cámara Peón, Subdirector de Contabilidad y Fiscal y el C. Francisco J. Torres Suárez, Gerente de Contabilidad.
- Estos estados financieros consolidados y sus notas, se presentarán para su 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 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.

B. Bases de medición

- Estos estados financieros consolidados fueron preparados sobre la base de costo histórico, salvo por aquellos rubros mencionados en estas notas a los estados financieros consolidados en los que se especifique que fueron medidos a valor razonable, costo amortizado o valor presente. Los principales rubros medidos a valor razonable son los instrumentos financieros derivados; los medidos a costo amortizado son principalmente los préstamos obtenidos conservados a vencimiento y; el principal rubro medido a valor presente es la provisión para beneficios a empleados por obligaciones laborales.

C. Moneda funcional, de reporte y conversión de estados financieros de operaciones extranjeras

Los estados financieros consolidados se presentan en pesos mexicanos, que es la moneda funcional y de reporte de PEMEX, debido, principalmente a lo siguiente:

- I. El entorno económico primario en que opera PEMEX es México, siendo el peso mexicano la moneda de curso legal.
- II. PEMEX es una Entidad Paraestatal, regulada por el Gobierno Federal, de modo que todos sus ingresos y gastos se encuentran regulados en los Presupuestos de Ingresos y Egresos de la Federación, los cuales son autorizados por la Cámara de Diputados y publicados en el Diario Oficial de la Federación, igualmente en pesos.
- III. Del total de los pasivos de PEMEX, la provisión por beneficios a los empleados representa aproximadamente el 50% en 2013 y 56% en 2012, esta reserva es calculada, denominada y liquidable en pesos.
- IV. Los flujos de efectivo para liquidar los gastos generales, los impuestos y derechos, son realizados en pesos.

Si bien la determinación de los precios de venta de diversos productos toma como principal referencia índices internacionales denominados en dólares estadounidenses, el precio de venta final de las ventas nacionales se encuentra regulado por políticas financieras y económicas determinadas por el Gobierno Federal; asimismo, los flujos de efectivo de dichas ventas son generados y recibidos en pesos mexicanos.

De las divisas recibidas por PEMEX, la entidad reguladora en materia monetaria del país (Banco de México), establece que las dependencias de la Administración Pública Federal que no tengan carácter de intermediarios financieros, estarán obligadas a enajenar sus divisas al propio Banco de México en los términos de las disposiciones que éste expida, obteniendo a cambio de éstas, pesos mexicanos, que son la moneda de curso legal en el país.

Conversión de estados financieros de operaciones extranjeras

Los estados financieros de las subsidiarias y asociadas extranjeras se convierten a la moneda de reporte, identificando inicialmente si la moneda funcional y la de registro de la operación extranjera son diferentes, en cuyo caso, se lleva a cabo la conversión de la moneda de registro a la moneda funcional y posteriormente a la reporte, utilizando para ello el tipo de cambio de cierre del ejercicio para las cuentas de activos y pasivos; al tipo de cambio histórico para las cuentas de patrimonio; y al tipo de cambio promedio ponderado del año para las cuentas de resultados.

D. Definición de términos

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 estadounidenses 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, cuando se hace referencia a dólares canadienses o “CAD” se trata de miles de dólares canadienses y cuando se hace referencia a dólares australianos o “AUD”, se trata de miles de dólares australianos. Los cambios en tasas, productos y precios no son presentados en miles.

3. RESUMEN DE POLÍTICAS DE CONTABILIDAD SIGNIFICATIVAS

La preparación de los estados financieros consolidados de acuerdo con NIIF, 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, costos y gastos durante el ejercicio.

Los estimados y los supuestos relevantes son revisados periódicamente, y los efectos de las revisiones, si los hubiere, son reconocidos en el mismo período y en los períodos futuros afectados.

La información en la aplicación de juicios críticos sobre las políticas contables que tienen un efecto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros consolidados, se describen en las siguientes notas:

- Nota 3-d Instrumentos financieros
- Nota 3-h Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo; método de esfuerzos exitosos
- Nota 3-j Deterioro en el valor de los activos no financieros
- Nota 3-l Provisiones
- Nota 3-m Beneficios a empleados
- Nota 3-n Impuestos y derechos federales; impuestos diferidos
- Nota 3-p Contingencias

Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones y suposiciones.

A continuación se describen las principales políticas contables que han sido aplicadas consistentemente para todos los períodos presentados en estos estados financieros consolidados:

A. Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen los de Petróleos Mexicanos, de los Organismos Subsidiarios y de las Compañías Subsidiarias.

Inversión en subsidiarias

Los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias son aquellas controladas por Petróleos Mexicanos. Petróleos Mexicanos controla una subsidiaria cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre ésta.

Los estados financieros de Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias se incluyen en los estados financieros consolidados desde la fecha en que el control comienza hasta la fecha en que el control cesa.

Los Organismos Subsidiarios que se consolidan son PEP, PR, PGPB y PPQ.

Las Compañías Subsidiarias, cuya tenencia accionaria por Petróleos Mexicanos es del 100% con excepción de PEMEX Finance, Ltd. y P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V., que se consolidan son: P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI CIM)(I); P.M.I. Trading, Ltd. (PMI Trading)(I); P.M.I. Holdings North América, Inc. (PMI HNA)(I); P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. (HPE)(I); P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV)(I); P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA)(I); Kot Insurance Company, AG. (KOT); PEMEX Procurement International, Inc. (PPI)(II) (antes Integrated Trade Systems, Inc. (ITS)); P.M.I. Marine, Ltd. (PMI Mar)(I); P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO)(I); PEMEX Internacional España, S. A. (PMI SES)(I); PEMEX Services Europe, Ltd. (PMI SUK)(III); P.M.I. Services North América, Inc. (PMI SUS)(I); P.M.I. Field Management Resources, S.L. (FMR)(I)(IV); P.M.I. Campos Maduros, S. de R.L. de C.V. (SANMA)(iv); Mex Gas International, Ltd. (MGAS), PEMEX Finance, Ltd. (FIN), Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V. (III)(IV), III Servicios, S. A. de C. V. (III Servicios)(IV), PPQ Cadena Productiva, S.L. (PPQCP)(IV) e Hijos de J. Barreras, S. A. (HJ BARRERAS)(IV).

I. Grupo PMI.

II. A partir de junio de 2013, se modificó la razón social de Integrated Trade Systems, Inc. a PEMEX Procurement International, Inc.

III. A partir de diciembre de 2013, PMI SUK se desincorporó de la consolidación debido a su liquidación, el efecto no tuvo impacto en la consolidación.

IV. A partir de 2013, estas compañías son incorporadas a la consolidación.

Los estados financieros de Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias se preparan por el mismo período de información que el de la entidad controladora, aplicando políticas contables uniformes.

Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las compañías asociadas son aquéllas en las cuales PEMEX tiene influencia significativa pero no el poder para controlar decisiones financieras y operacionales. Se presume que existe influencia significativa cuando PEMEX posee directa o indirectamente entre 20% y 50% del derecho de voto en otra entidad.

Los convenios conjuntos están representados por acuerdos mediante los cuales las partes que tienen control conjunto de un acuerdo, pueden conforme a su naturaleza representar ya sea un negocio conjunto, donde las partes tiene derecho sobre los activos netos del negocio, o bien una operación conjunta, donde las partes tienen derecho sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos.

Las inversiones en asociadas y negocios conjuntos son reconocidas con base en el método de participación, y registradas inicialmente al costo, incluyendo cualquier plusvalía identificada en la adquisición. Para las operaciones conjuntas los activos, pasivos, ingresos y gastos se reconocen en relación con la participación y de acuerdo a las NIIF's aplicables a esos rubros. El costo de la inversión incluye los costos de transacción.

Los estados financieros consolidados de PEMEX incluyen la proporción que corresponde sobre las ganancias, pérdidas y otros resultados integrales, después de haberlos ajustado para alinearlos con las políticas contables de PEMEX, desde la fecha en que la influencia significativa y el control conjunto comienzan hasta la fecha en que cesan.

Cuando el valor de la participación de PEMEX en las pérdidas excede el valor de la inversión en una asociada o negocio conjunto, el valor en libros de la inversión, incluyendo cualquier inversión a largo plazo, se reduce a cero y cesa el reconocimiento de pérdidas adicionales, excepto en los casos en que PEMEX sea responsable solidario de las obligaciones incurridas por dichas asociadas y negocios conjuntos.

Transacciones eliminadas en la consolidación

Los saldos interorganismos e intercompañías, los ingresos y gastos así como las utilidades y pérdidas no realizadas resultantes de operaciones interorganismos e intercompañías, han sido eliminados en la preparación de los estados financieros consolidados, tal como lo menciona la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” (“NIIF 10”).

Las ganancias no realizadas provenientes de transacciones con entidades, cuya inversión se contabiliza por el método de participación, son eliminadas contra la inversión hasta el monto de la participación en dichas entidades. Las pérdidas no realizadas son eliminadas de la misma forma que las ganancias no realizadas, pero únicamente en la medida que no haya evidencia de deterioro.

Participación no controladora

La proporción de los propietarios que no tienen una participación controladora en el patrimonio ni en los resultados integrales de las subsidiarias de PEMEX, se presenta en los estados consolidados de situación financiera, estado consolidado de variaciones en el patrimonio como “participaciones no controladoras” y como ganancia neta y ganancia integral del año, atribuible a participaciones no controladoras, en el estado consolidado de resultados integrales.

Distribución de dividendos en efectivo y en activos distintos al efectivo

Se reconoce un pasivo por las distribuciones de dividendos en efectivo y en activos distintos al efectivo a efectuar a los propietarios cuando la distribución está autorizada por el Consejo de Administración. El importe correspondiente se reconoce directamente en el patrimonio.

Las distribuciones en activos distintos al efectivo se miden por el valor razonable de los activos que se distribuirán. Las nuevas mediciones de ese valor razonable, entre la fecha de la declaración de la distribución y cuando son transferidos los activos, se reconocen directamente en el patrimonio.

Al momento de distribuir los activos distintos al efectivo, toda diferencia entre el importe en libros del pasivo reconocido y el importe en libros de los activos distribuidos se reconoce en el estado consolidado de resultados integrales.

B. Transacciones en moneda extranjera

De acuerdo a la NIC 21 “Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera” (“NIC 21”), las transacciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente en las fechas de celebración o liquidación.

Las diferencias de cambio que surjan al liquidar las partidas monetarias, o al convertir las partidas monetarias a tipos diferentes de los que se utilizaron para su reconocimiento inicial, ya sea que se hayan producido durante el periodo o en estados financieros previos, se reconocerán en los resultados del periodo en el que se presentan. Cuando se reconozca en los otros resultados integrales una pérdida o ganancia derivada de una partida no monetaria, cualquier diferencia de cambio, incluida en esa pérdida o ganancia, también se reconocerá en otro resultado integral. Por el contrario, cuando la pérdida o ganancia, derivada de una partida no monetaria sea reconocida en los resultados del período, cualquier diferencia de cambio incluida en esta pérdida o ganancia, también se reconocerá en los resultados del período.

C. Medición del valor razonable

PEMEX mide ciertos instrumentos financieros, tales como los derivados, por su valor razonable a la fecha de cierre del período sobre el que informa, los valores razonables de dichos instrumentos se revelan en la Nota 13. Asimismo, los valores de los instrumentos financieros medidos por su costo amortizado se revelan en la Nota 12.

Se define como valor razonable al precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición. Una medición a valor razonable supone que la transacción de venta del activo o transferencia del pasivo tiene lugar:

- I. En el mercado principal del activo o pasivo; o
- II. En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo

El mercado principal o más ventajoso debe ser accesible para PEMEX.

El valor razonable de un activo o un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

D. Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se clasifican en: I) instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados, II) instrumentos financieros mantenidos al vencimiento, III) activos financieros disponibles para la venta, IV) inversiones en instrumentos de patrimonio, V) préstamos obtenidos y conservados a vencimiento y VI) instrumentos financieros derivados. Según sea el caso, PEMEX determina la clasificación de los instrumentos financieros al momento de su reconocimiento inicial.

Los instrumentos financieros de PEMEX incluyen el efectivo y los depósitos a corto plazo, inversiones en instrumentos de patrimonio, las cuentas por cobrar a clientes, otras cuentas por cobrar, préstamos otorgados, cuentas por pagar a proveedores, otras cuentas por pagar, préstamos recibidos y deudas, así como los instrumentos financieros derivados.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados

Un instrumento financiero es reconocido a valor razonable con cambios en resultados si está clasificado como mantenido para negociación o es designado como tal en el reconocimiento inicial. Los activos financieros son designados a valor razonable con cambios en resultados si PEMEX administra tales inversiones y toma decisiones de compra y de venta sobre la base de su valor razonable de acuerdo con su análisis de administración de riesgos o su estrategia de inversión. Al reconocimiento inicial, los costos de transacciones atribuibles son reconocidos en resultados a medida que se incurren. Estos instrumentos financieros son reconocidos a valor razonable y los cambios correspondientes, que consideran cualquier ingreso por dividendo, son reconocidos en el estado consolidado de resultados integrales.

Instrumentos financieros mantenidos al vencimiento

Si PEMEX tiene la intención y capacidad de mantener los instrumentos de deuda hasta su vencimiento, éstos se clasifican como mantenidos hasta el vencimiento. Los instrumentos financieros mantenidos hasta el vencimiento son reconocidos inicialmente a su valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible. Posterior al reconocimiento inicial se valúan a costo amortizado usando el método de Tasa de Interés Efectiva (TIE), menos cualquier pérdida por deterioro.

Activos financieros disponibles para la venta

Los activos financieros disponibles para la venta son instrumentos financieros no derivados que han sido designados como disponibles para la venta y no están clasificados en ninguna de las categorías anteriores. Las inversiones de PEMEX en algunos valores de renta variable son clasificadas como activos disponibles para la venta. Los activos disponibles para la venta se reconocen inicialmente a valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible.

Posterior al reconocimiento inicial, son reconocidos a valor razonable y los cambios, así como pérdidas por deterioro y diferencias en moneda extranjera son reconocidos en los resultados integrales del período. Cuando una inversión es dada de baja, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio es reclasificada a resultados.

Las compras o ventas de instrumentos financieros que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido por una norma o práctica común del mercado (compra-venta convencional) se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en la que PEMEX se compromete a comprar o a vender el activo.

Inversiones en instrumentos de patrimonio

En su reconocimiento inicial, estas inversiones son designadas de forma irrevocable como inversiones en instrumentos de patrimonio, conforme lo establece la NIIF 9 “Instrumentos financieros” (“NIIF 9”) y son valuadas a valor razonable; los cambios en dicho valor son presentados en los resultados integrales del período. Los dividendos procedentes de estas inversiones, cuando se establece el derecho de la entidad a recibir el pago del dividendo, se reconoce en el resultado del periodo.

Préstamos obtenidos y conservados a vencimiento

En el caso de préstamos y deudas que devengan intereses, después del reconocimiento inicial se miden a su costo amortizado usando el método de TIE, menos cualquier pérdida por deterioro.

El costo amortizado se calcula tomando en consideración cualquier descuento o prima sobre la adquisición y las cuotas y costos incrementables atribuibles a la obtención de los préstamos que forman parte integral de la TIE. La amortización de los costos se incluye bajo el rubro de costos financieros en el estado consolidado de resultados integral.

Instrumentos financieros derivados

Los instrumentos financieros derivados (IFD) que se presentan en el estado consolidado de situación financiera fueron valuados a valor razonable. En el caso de derivados con fines de negociación, los cambios en el valor razonable son llevados directamente al resultado del período; 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 de flujo de efectivo.

Derivados implícitos

PEMEX evalúa la potencial existencia de derivados implícitos, incluidos en las cláusulas de los contratos o en combinación con distintos contratos anfitriones, pudiendo ser éstos, ya sea instrumentos financieros del tipo estructurados (instrumentos de deuda o capital que conllevan derivados inmersos). Algunos derivados implícitos tienen términos que implícita o explícitamente reúnen las características de un IFD. En algunos casos, estos derivados implícitos deben estar separados de los contratos y medidos, reconocidos, presentados y revelados como IFD's, cuando los riesgos económicos y los términos del derivado implícito no sean claros y estén estrechamente relacionados con el contrato.

Deterioro de activos financieros valuados a costo amortizado

PEMEX evalúa en cada fecha de presentación de información si existen indicios de que un activo financiero o grupo de activos financieros se ha deteriorado, en cuyo caso se procede a determinar el importe recuperable del activo. Se considera que un activo financiero o un grupo de activos financieros está deteriorado, si, y sólo si, existe evidencia objetiva de deterioro, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial del activo y que el evento de pérdida tenga un impacto en los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

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 depósitos a corto plazo con vencimientos no mayores a tres meses, desde la fecha de adquisición y que están sujetos a un riesgo insignificante de cambios en el valor razonable, que se utilizan en la gestión de los compromisos a corto plazo de PEMEX.

Para fines del estado consolidado de flujos de efectivo, el efectivo y los equivalentes de efectivo, consisten en el efectivo y los equivalentes de efectivo que se definen con anterioridad, netos de los sobregiros bancarios pendientes de cobro.

El efectivo que por algún motivo se encuentre restringido y no pueda ser intercambiado ni utilizado para cancelar un pasivo por un período mínimo de doce meses se clasifica como activo no circulante.

F. Cuentas, documentos por cobrar y otros

Las cuentas, documentos por cobrar y otros, se presentan a su valor de recuperación. El valor de realización, si los hubiere, de una cuenta por cobrar a largo plazo se determina teniendo en cuenta su valor presente. Adicionalmente, los ingresos por intereses de las cuentas por cobrar se reconocen conforme se devengan, siempre y cuando su importe se pueda valorar confiablemente y su recuperación sea probable.

G. Inventarios y costo de lo vendido

Los inventarios se valúan al 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, así como otros costos necesarios para darles su condición de inventario. 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, dicha estimación considera entre otras cosas disminuciones al valor de los inventarios por obsolescencia.

El costo de ventas representa el costo de producción o adquisición 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.

Los anticipos otorgados para la adquisición de inventarios, son presentados como parte del rubro de inventarios, cuando los riesgos y los beneficios de propiedad de los inventarios han sido transferidos a PEMEX.

H. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

Las inversiones en pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se registran al costo de adquisición o construcción, neto de depreciación acumulada y pérdidas por deterioro.

Se utiliza el método de esfuerzos exitosos para las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 “Exploración y Evaluación de Recursos Minerales” (“NIIF 6”), en relación con el reconocimiento de activos de exploración y perforación. Los costos de pozos de desarrollo, planta y equipo relacionados y las propiedades dedicadas a la explotación de petróleo crudo y gas se contabilizan como parte del costo de los activos. Los costos de pozos exploratorios se contabilizan como activos intangibles hasta que se determine si resultan comercialmente viables para capitalizarse como activos fijos y, en caso contrario, se cargan a los gastos de exploración. Otros egresos por exploración se cargan a los gastos de exploración, al incurrirse.

Conforme a lo mencionado en la NIC 16 “Propiedades, planta y equipo” (“NIC 16”), el costo inicial de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo comprende el precio de compra o costo de construcción, cualquier costo directamente relacionado con la puesta en operación de un activo, y en su caso, la estimación inicial de la obligación de taponamiento y abandono de pozos.

El costo por financiamiento de proyectos que requieren grandes inversiones, y el incurrido por financiamientos de proyectos, neto de los rendimientos obtenidos por la inversión temporal de tales recursos, se reconoce como parte de los pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, cuando este es atribuible directamente a la construcción o adquisición de un activo calificable. La capitalización de estos costos es suspendida durante los períodos en los que se interrumpe el desarrollo de las actividades de construcción, y la capitalización finaliza cuando se han completado, sustancialmente, las actividades necesarias para la utilización del activo calificable. Todos los demás costos por financiamiento se reconocen en el estado consolidado de resultados integrales en el período en el que se incurren.

El costo de activos construidos por cuenta propia incluye el costo de materiales y mano de obra directa, intereses por financiamiento, así como cualquier otro costo directo atribuible para la puesta en operación, en algunos casos también incluye el costo de taponamiento y remoción.

Los desembolsos relacionados con la construcción de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo durante la etapa previa a su puesta en servicio, se presentan al costo ya sea como obras en construcción o activos intangibles, de acuerdo a sus características. Una vez que los activos están listos para uso, se transfieren al componente respectivo de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y se comienzan a depreciar o amortizar.

Los costos de mantenimiento mayor, así como los de reemplazo de partes significativas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, se capitalizan en los casos en que es posible que los beneficios económicos futuros incorporados fluyan a PEMEX y su costo pueda ser medido de forma fiable. Los desembolsos por mantenimiento, reparaciones y renovaciones recurrentes efectuadas para mantener las instalaciones en estado operativo normal se cargan a los resultados del período.

La depreciación y amortización de los costos capitalizados en pozos se determinan 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 período y las reservas probadas desarrolladas del campo, determinadas al inicio del año, con actualizaciones trimestrales por las nuevas inversiones de desarrollo.

Los demás elementos de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se deprecian durante su vida útil estimada, utilizando el método de línea recta, a partir de que los activos se encuentran disponibles para uso, o en el caso de obras en construcción, desde la fecha en que el activo está terminado y listo para su uso.

Cuando partes de un activo de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo es significativo en relación con el total del activo, dicho activo es depreciado de forma separada.

La vida útil de un componente se revisa si las expectativas difieren de las estimaciones previas.

Los ductos, propiedades y equipo recibidos de clientes se registran inicialmente a su valor razonable contra ingresos de actividades ordinarias cuando PEMEX no tiene futuras obligaciones que cumplir con el cliente que transfirió el bien, en caso contrario, el ingreso se difiere a través de un pasivo dependiendo del plazo en que dichos bienes proporcionarán servicio al cliente.

El valor capitalizado de los arrendamientos financieros, también se incluye dentro del rubro pozos, ductos, propiedades, planta y equipo. Las propiedades, planta y equipo mantenidos bajo contratos de arrendamiento financiero se deprecian durante el menor del plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada.

Los anticipos otorgados para la adquisición de ductos, propiedades, planta y equipo, son presentados como parte de este rubro, cuando los riesgos y los beneficios de propiedad han sido transferidos a PEMEX.

I. Reservas de hidrocarburos

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 a la fecha de estos estados financieros, PEMEX a través de PEP tiene el derecho de su extracción y explotación pero debido a que no son de su propiedad no las tiene registradas en su contabilidad. PEP por supletoriedad, 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.

Aún y cuando las reservas de petróleo y otros hidrocarburos no son propiedad de PEMEX, esta política contable sirve para registrar la depreciación y amortización, así como otras cuentas que se afectan con base a estas reservas.

J. Deterioro en el valor de los activos no financieros

PEMEX evalúa en cada fecha de presentación de información financiera si existen indicios de deterioro de los activos no financieros, excluyendo los inventarios y el impuesto diferido. Si existen indicios, se estima el importe recuperable del activo. Una pérdida por deterioro se reconoce cuando el valor en libros de un activo o su unidad generadora de efectivo excede a su importe recuperable.

Una unidad generadora de efectivo es el grupo de activos identificable más pequeño que genera flujos de efectivo en forma sustancialmente independiente de otros activos o grupos de activos.

El importe recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el mayor entre el valor en uso y el valor razonable menos los costos de disposición. Para determinar el valor en uso, se descuentan a su valor presente, los flujos de efectivo futuros netos que se espera sean generados por los activos, usando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las condiciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que puede tener el activo. El valor razonable se mide utilizando flujos de efectivo descontados con los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar el precio del activo o unidad generadora de efectivo, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

En el caso de los activos o unidades generadoras de efectivo dedicadas a la evaluación y exploración de reservas se utiliza el valor en uso, el cual considera las reservas probadas y probables, considerando un factor de riesgo asociado a las mismas.

Las pérdidas por deterioro se reconocen en los resultados del año. Las pérdidas por deterioro podrían ser revertidas únicamente si la reversión está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después que la pérdida por deterioro fue reconocida; estas reversiones no excederán el valor según libros de los activos netos de depreciación o amortización que habría sido determinado si el deterioro nunca se hubiese reconocido.

K. Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo es, o contiene, un arrendamiento se basa en la sustancia económica del acuerdo a la fecha de inicio. Es decir, que se determine que el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo o activos específicos o el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo.

Los arrendamientos financieros que transfieran a PEMEX sustancialmente todos los riesgos y los beneficios inherentes a la propiedad del bien arrendado, se capitalizan al inicio del arrendamiento, ya sea al valor razonable de la propiedad arrendada o al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento, el que sea menor. Los pagos del arrendamiento se dividen entre los costos financieros y la reducción de la deuda remanente con el fin de lograr una tasa de interés efectiva, constante sobre el saldo remanente del pasivo. Los costos financieros se reconocen en el estado de resultados integrales conforme son devengados.

Los pagos por arrendamiento operativo que no transfiera a PEMEX sustancialmente todos los riesgos y beneficios de propiedad del activo bajo arrendamiento son reconocidos como gastos en el estado de consolidado de resultados integrales bajo la base de línea recta sobre el plazo del arrendamiento. Los pagos por arrendamiento operativo se reconocen como gastos en el estado consolidado de resultados integrales en forma lineal durante la vigencia del arrendamiento y las rentas variables se cargan a resultados conforme se devengan (ver Nota 10-e).

L. 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 pueden ser razonablemente estimados y es probable el desembolso de efectivo futuro. 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 y PEMEX tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo.

Retiro de activos

Las obligaciones asociadas al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sea legales o asumidas relacionadas con el retiro de componentes de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, en su caso, las mismas deben de ser reconocidas utilizando la técnica de valor presente esperado; en el remoto caso que no pueda determinarse una estimación confiable en el período 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, de gas y petroquímicos, no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indefinido 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.

Por otro lado, los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a los temporalmente cerrados son reconocidos en resultados con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos, el costo total de abandono y taponamiento ha sido reconocido en resultados al final de cada período. 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 éstos tradicionalmente no han existido.

M. Beneficios a empleados

PEMEX opera un plan de pensiones por beneficios definidos, el cual requiere que se hagan aportaciones a un fondo administrado por separado. El costo de la prestación de beneficios bajo el plan de beneficios definidos se determina utilizando el método de valuación de crédito unitario proyectado. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en otras partidas de resultado integral en el momento en que se determinan.

El costo por servicios pasados se reconoce como un gasto en el período en el que se determinan.

El activo o pasivo por beneficios definidos comprende el valor presente de la obligación por beneficios definidos, menos el valor razonable de los activos del plan de los cuales las obligaciones deben liquidarse directamente. El valor de cualquier activo queda restringido al valor presente de cualquier beneficio económico representado por los reembolsos del plan o reducciones en las futuras aportaciones al plan.

Adicionalmente, se reconoce dentro de Otros Beneficios de Largo Plazo la prima de antigüedad pagadera por invalidez.

Los beneficios por terminación se llevan al resultado del período conforme se incurren.

N. Impuestos y derechos federales

Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios están sujetos a leyes especiales de impuestos, principalmente al derecho ordinario sobre hidrocarburos, al derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización y el impuesto a los rendimientos petroleros (IRP), los cuales se basan principalmente en la producción e ingresos por venta de petróleo, gas y productos refinados, con ciertas deducciones, reconociéndose en el año en que se causan. (Ver Nota 17).

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). En el caso de Compañías Subsidiarias, estas son sujetas a ISR y al IETU.

Impuestos diferidos

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 IRP y de ISR correspondiente a las Compañías Subsidiarias, a las diferencias temporales entre los valores contables y fiscales de los activos y pasivos a la fecha de los estados financieros consolidados. Los activos por impuestos diferidos se reconocen siempre que se puedan compensar, con ganancias fiscales de períodos posteriores, pérdidas o créditos fiscales no utilizados hasta el momento, pero sólo en la medida en que sea probable la disponibilidad de ganancias fiscales futuras.

O. Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)

El IEPS retenido a los clientes es un impuesto sobre las ventas nacionales 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.

P. 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.

Q. Reconocimiento de los ingresos

Los ingresos por venta se reconocen en el momento en el que se transfieren los riesgos y beneficios del petróleo crudo, productos refinados, gas, derivados y petroquímicos, a los clientes que los adquieren, lo cual ocurre como sigue:

- De acuerdo a las condiciones comerciales negociadas.
- En el momento en que el cliente recoge el producto en las instalaciones de PEMEX.
- En el momento en que PEMEX entrega el producto en un punto específico.
- Los ingresos por servicios se reconocen una vez que existe el derecho de cobro sobre los mismos.

R. Presentación del Estado Consolidado de Resultados Integral

Los costos y gastos mostrados en los estados consolidados de resultados integrales se presentan basados en su función, lo que permite una mejor comprensión de los componentes de la utilidad de operación de PEMEX. Esta clasificación permite una comparación de la industria a la que pertenece.

Costo de lo vendido

Representa el costo de producción de los inventarios al momento de la venta. El costo de ventas incluye principalmente depreciación, amortización, gastos asociados al personal y gastos de operación relacionados con el proceso productivo. Gastos de distribución y transportación, y de administración

Representa los gastos asociados al proceso de almacenamiento y colocación de los productos en el punto de venta, así como los gastos relativos al personal administrativo de PEMEX entre los que destacan la depreciación, gastos asociados al personal y gastos de operación relacionados con estas actividades.

Otros ingresos, neto

El rubro de otros ingresos, neto, consiste principalmente en ingresos provenientes del IEPS negativo que se muestran en la Nota 19.

Costo financiero, neto

El costo financiero, neto (CF), incluye los intereses, las diferencias en cambios y los efectos de valuación de instrumentos financieros con fines de negociación, deducidos de los importes capitalizados.

Las diferencias en cambios incurridas en relación con activos o pasivos contratados en moneda extranjera se llevan a los resultados del período.

S. 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 el Consejo de Administración, en la toma de decisiones, para asignar recursos y evaluar el rendimiento del segmento.

T. Cambios contables

El IASB emitió nuevas NIIF, las cuales entraron en vigor para los períodos anuales que inicien a partir del 1° de enero de 2013 y se mencionan a continuación:

NIIF relativas a estados financieros consolidados, separados y acuerdos conjuntos

NIIF 10, Estados financieros consolidados (“NIIF 10”)

Esta norma incluye una nueva definición de control, la cual es utilizada para determinar qué entidades deben consolidarse. Asimismo, se describe el proceso de consolidación de estados financieros. Deja sin efecto la NIC 27 “Estados financieros consolidados y separados” y a la SIC 12 Consolidación – Entidades de propósito Especial. NIC 27 (Revisada), Estados financieros por separado (“NIC 27 Revisada”)

NIC 27 Revisada deja sin efecto a la NIC 27. La NIC 27 Revisada ya no considera a los estados financieros consolidados y ahora se limita a solamente establecer las normas para la contabilización de subsidiarias, negocios conjuntos, asociadas y entidades estructuradas, dentro de los estados financieros separados. Los requerimientos de esta norma permanecieron sustancialmente sin cambios.

NIIF 11, Acuerdos conjuntos (“NIIF 11”)

Trata sobre el reconocimiento de los acuerdos con inversiones conjuntas, las cuales se clasifican en operaciones conjuntas y negocios conjuntos. Establece que las inversiones en negocios conjuntos deben reconocerse con el método de participación; para estos efectos queda derogada la posibilidad de utilizar el método de consolidación proporcional. Deja sin efecto la NIC 31 “Negocios conjuntos”.

Los convenios conjuntos están representados por acuerdos mediante los cuales las partes que tienen control conjunto de un acuerdo pueden, conforme a su naturaleza, representar ya sea un negocio conjunto donde las partes tienen el derecho sobre los activos netos del negocio, o bien una operación conjunta, donde las partes tienen el derecho sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos.

El registro de un negocio conjunto se reconoce utilizando el método de participación, para las operaciones conjuntas los activos, pasivos, ingresos y gastos se reconocen en relación con la participación y de acuerdo a las NIIF's aplicables a esos rubros.

La adopción de estas Normas no tuvo efecto contable por su aplicación.

NIIF 12, Información a revelar sobre participaciones en otras entidades (“NIIF 12”)

Establece los requerimientos de revelación relacionados con las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos, asociadas y entidades estructuradas.

Las revelaciones adicionales requeridas se incluyen en la Nota 9.

NIIF 13, Mediciones a valor razonable (“NIIF 13”)

Provee guías sobre como valuar a valor razonable, pero no establece requerimientos o prohibiciones sobre la utilización del valor razonable, adicionales a los que a la fecha se establecen en el resto de las NIIF. La adopción de estas Normas no tuvo efecto contable por su aplicación.

NIC 19, Beneficios a los empleados (“NIC 19 Revisada”)

Esta NIC (revisada), elimina el método de corredor para el reconocimiento de las ganancias y pérdidas actuariales. Derivado de este cambio, este tipo de partidas ahora se reconocen en otros resultados integrales, cuando surgen. Las partidas que se reconocen en los resultados del periodo se limitan a costos por servicios pasados y actuales, pérdidas y ganancias en liquidaciones e ingreso o gasto por interés neto. Los demás cambios en el (pasivo) activo por beneficios al retiro y post-empleo se reconocen en otras partidas de utilidad integral, sin reclasificarse posteriormente a resultados. PEMEX decidió adoptar de manera anticipada la “NIC 19 Revisada” en el ejercicio 2012.

U. Normas Internacionales emitidas aún no vigentes

El IASB emitió nuevas NIIF, las cuales entran en vigor en los periodos anuales que se mencionan abajo. PEMEX se encuentra en proceso de evaluar el impacto que estas normas tendrán en sus estados financieros.

NIIF 9 Instrumentos Financieros (2010), NIIF 9 Instrumentos Financieros (2009)

La NIIF 9 (2009) introduce nuevos requerimientos para la clasificación y medición de los activos financieros. Bajo la NIIF 9 (2009), los activos financieros son clasificados y medidos con base en el modelo de negocios en el que se mantienen y las características de sus flujos de efectivo contractuales. La NIIF 9 (2010) introduce cambios adicionales en relación con los pasivos financieros. En la actualidad, el IASB tiene un proyecto activo para efectuar modificaciones limitadas a los requerimientos de clasificación y medición de la NIIF 9 y agregar nuevos requerimientos para tratar el deterioro del valor de los activos financieros y la contabilidad de coberturas.

En noviembre de 2013, el IASB dio a conocer unas adecuaciones a la NIIF 9 que se mencionan a continuación:

- I. Que se haga efectiva una reforma sustancial de la contabilidad de coberturas, que permita a las entidades reflejar mejor sus actividades de gestión de riesgos en los estados financieros;
- II. Permiten los cambios para hacer frente a la llamada cuestión propio crédito, que ya estaban incluidos en la NIIF 9 Instrumentos Financieros, para ser aplicado en forma aislada y sin la necesidad de cambiar cualquier otro registro de los instrumentos financieros; y
- III. Elimina el 1° de enero 2015, fecha de vigencia obligatoria de la NIIF 9, para dar tiempo suficiente a los preparadores de los estados financieros de llevar a cabo la transición a los nuevos requerimientos.

La fecha efectiva de entrada en vigor de la NIIF 9 (2010) y (2009), será confirmada cuando el IASB concluya su revisión. Sin embargo el IASB, ha decidido tentativamente que la fecha de entrada en vigor para esta NIIF, sea en los períodos anuales comenzados el 1° de enero de 2018 o posteriores, y su adopción anticipada está permitida. Se espera que la adopción de estas normas tenga un impacto sobre los activos financieros de PEMEX, pero que no afecte sus pasivos financieros.

NIIF 14 Actividades con Tarifa Regulada (“NIIF 14”)

El objetivo de esta norma es mejorar la comparabilidad de la información financiera de las entidades que se dedican a actividades con tarifa regulada. Muchos países tienen sectores de la industria que están sujetos a regulación de tarifas, por medio del cual los gobiernos regulan el suministro y los precios de determinados tipos de actividades realizadas por las entidades privadas.

La NIIF 14 permite a los adoptantes por primera vez a seguir reconociendo los montos relacionados con la regulación de tarifas de acuerdo con sus requerimientos de los PCGA anteriores al adoptar la NIIF. Sin embargo, para facilitar la comparación con entidades que ya aplican las NIIF, el estándar requiere que el efecto de la regulación de tarifas deba presentarse por separado de otras partidas.

Las entidades que ya estén presentando estados financieros según las NIIF no son elegibles para aplicar la norma.

La NIIF 14 es efectiva a partir del 1° de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada. Por lo mencionado en el párrafo anterior, esta norma no tendrá impacto en la información financiera de PEMEX.

4. SEGMENTOS DE OPERACIÓN

El negocio principal de PEMEX es la exploración, producción de petróleo crudo y gas natural, así como la producción, proceso y distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. Para ello, PEMEX ha definido, principalmente, seis segmentos sujetos a informar: PEP, PR, PGPB, PPQ, Comercializadoras, Corporativo y Compañías Subsidiarias. 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 Comercializadoras. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI CIM a cerca de 26 clientes principales en varios mercados en el extranjero. Aproximadamente la mitad del crudo de PEMEX se vende a PR.
- 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, la 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.
- Las Comercializadoras se componen de PMI NASA, PMI CIM, MGAS y PMI Trading las cuales comercializan: petróleo crudo, gas, productos petrolíferos y petroquímicos de exportación e importación de PEMEX.
- Corporativo y Compañías Subsidiarias, se encargan de prestar servicios administrativos, financieros, de consultoría, logísticos, así como asesoría económica, fiscal, jurídica a las entidades del grupo.

En la hoja siguiente se muestra la información financiera de cada segmento sujeto a informar en forma condensada, por lo que pueden no sumar los diferentes rubros con los totales presentados. 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.

Al 31 de diciembre de 2013	PEP	PR	PGPB	PPQ
Ingresos por ventas:				
Clientes externos	\$ -	\$ 740,371,929	\$ 143,290,615	\$ 26,525,091
Intersegmentos	1,250,771,663	74,893,930	73,998,380	13,840,212
Ingresos por servicios	-	4,125,144	2,180,256	-
Costo de lo vendido	(338,550,003)	(963,816,046)	(205,190,171)	(43,128,475)
Rendimiento bruto	912,221,660	(144,425,043)	14,279,080	(2,763,172)
Otros ingresos, neto	(27,207,006)	97,387,329	1,142,830	1,102,963
Gastos de distribución y transportación	-	(28,989,721)	(2,623,144)	(880,839)
Gastos de administración	(42,809,551)	(32,927,261)	(11,352,890)	(12,706,033)
Rendimiento de operación	842,205,103	(108,954,696)	1,445,876	(15,247,081)
Intereses a cargo	(48,381,896)	(15,049,203)	(595,846)	(67,170)
Intereses a favor	24,936,100	289,978	3,720,376	382,930
Rendimiento (pérdida) en cambios	(4,071,119)	699,215	(69,484)	17,082
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	207,132	-	933,927	-
Impuestos, derechos y aprovechamientos	(856,978,971)	-	(1,525,410)	(21,349)
(Pérdida) rendimiento neto	(42,083,651)	(123,014,706)	3,909,439	(14,935,588)
Total de activo circulante	502,902,664	274,764,785	115,251,777	72,066,407
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	1,189,451	488,319	4,294,023	-
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,315,399,260	253,117,660	101,513,879	39,008,884
Total del activo	1,837,046,755	529,767,519	221,866,273	111,818,055
Total del pasivo circulante	213,952,321	352,932,603	35,977,158	6,145,414
Deuda a largo plazo	719,013,631	23,360,262	1,094,807	171,745
Beneficios a los empleados	342,612,970	354,166,740	83,372,338	107,202,896
Total del pasivo	1,342,978,777	740,780,574	144,252,327	113,696,802
Total del patrimonio	494,067,978	(211,013,055)	77,613,946	(1,878,747)
Depreciación y amortización	(127,029,321)	(10,780,711)	(7,060,955)	(2,563,482)
Costo neto del período de beneficios a empleados	(36,532,518)	(37,401,828)	(8,837,963)	(11,112,176)
Adquisiciones de activo fijo	205,579,644	31,587,666	5,170,234	5,237,725

Al 31 de diciembre de 2013	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:				
Clientes externos	\$ 687,677,633	\$-	\$ -	\$1,597,865,268
Intersegmentos	407,663,967	56,136,413	(1,877,304,565)	-
Ingresos por servicios	786,596	4,432,211	(1,184,850)	10,339,357
Costo de lo vendido	(1,079,513,935)	(5,288,105)	1,821,480,397	(814,006,338)
Rendimiento bruto	16,614,261	55,280,519	(57,009,018)	794,198,287
Otros ingresos, neto	(6,525,139)	(1,082,910)	(291,217)	64,526,850
Gastos de distribución y transportación	(395,725)	35	440,958	(32,448,436)
Gastos de administración	(1,789,969)	(54,012,586)	56,943,818	(98,654,472)
Rendimiento de operación	7,903,428	185,058	84,541	727,622,229
Intereses a cargo	(3,451,846)	(76,659,137)	90,138,077	(54,067,021)
Intereses a favor	3,074,167	82,386,675	(90,263,017)	24,527,209
Rendimiento (pérdida) en cambios	(44,828)	(482,358)	-	(3,951,492)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	(577,434)	(173,785,799)	173,928,884	706,710
Impuestos, derechos y aprovechamientos	(3,930,748)	(2,439,584)	-	(864,896,062)
(Pérdida) rendimiento neto	2,972,739	(170,795,145)	173,888,485	170,058,427)
Total de activo circulante	106,410,426	497,731,670	(1,302,213,859)	266,913,870
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	7,018,985	419,817,118	(416,028,395)	16,779,501
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,982,647	10,556,411	-	1,721,578,741
Total del activo	122,116,141	1,688,293,303	(2,463,517,693)	2,047,390,353
Total del pasivo circulante	81,810,182	863,145,326	(1,294,772,172)	259,190,832
Deuda a largo plazo	3,617,414	737,651,756	(734,346,144)	750,563,471
Beneficios a los empleados	1,222,116	230,630,810	-	1,119,207,870
Total del pasivo	90,354,847	1,847,935,634	(2,047,361,968)	2,232,636,993
Total del patrimonio	31,761,294	(159,642,331)	(416,155,725)	(185,246,640)
Depreciación y amortización	(9,321)	(1,050,068)	2,154	(148,491,704)
Costo neto del período de beneficios a empleados	(204,268)	(21,250,936)	-	(115,339,689)
Adquisiciones de activo fijo	1,907,105	2,162,441	-	251,644,815

Al 31 de diciembre de 2013	PEP	PR	PGPB	PPQ
Ingresos por ventas:				
Clientes externos	\$ -	\$ 720,874,065	\$ 118,402,283	\$ 27,760,353
Intersegmentos	1,333,286,214	61,480,371	66,226,902	7,650,488
Ingresos por servicios	-	4,361,364	1,088,258	-
Costo de lo vendido	(302,840,887)	(1,025,958,672)	(175,765,662)	(31,826,657)
Rendimiento bruto	1,030,445,327	(239,242,872)	9,951,781	3,584,184
Otros ingresos, neto	448,248	211,227,180	(1,008,016)	(814,161)
Gastos de distribución y trans- portación	-	(25,162,163)	(2,461,140)	(809,784)
Gastos de administración	(40,979,675)	(32,751,142)	(10,678,233)	(12,414,605)
Rendimiento de operación	989,913,900	(85,928,997)	(4,195,608)	(10,454,366)
Intereses a cargo	(50,578,659)	(20,179,519)	(1,432,540)	(816,496)
Intereses a favor	17,336,197	589,603	4,511,208	16,447
Rendimiento (pérdida) en cam- bios	35,186,096	3,421,271	368,507	840
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	189,227	-	2,140,344	-
Impuestos, derechos y aprovechamientos	(898,064,551)	-	221,123	(16,774)
(Pérdida) rendimiento neto	93,982,210	(102,097,642)	1,613,034	(11,270,349)
Total de activo circulante	558,119,361	284,541,363	98,911,204	78,807,571
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	982,320	409,266	3,751,219	-
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,268,551,020	234,415,129	104,165,805	40,945,932
Total del activo	1,836,007,172	520,567,164	207,224,542	120,216,927
Total del pasivo circulante	167,466,913	330,225,909	23,617,986	6,478,390
Deuda a largo plazo	633,350,725	24,050,812	1,119,845	185,303
Beneficios a los empleados	412,306,417	429,583,865	96,139,228	127,012,099
Total del pasivo	1,276,781,279	794,166,012	145,426,752	133,924,623
Total del patrimonio	559,225,893	(273,598,848)	61,797,790	(13,707,696)
Depreciación y amortización	(118,246,402)	(11,071,793)	(7,769,141)	(2,725,017)
Costo neto del período de beneficios a empleados	(31,045,021)	(31,221,665)	(7,331,348)	(9,121,565)
Adquisiciones de activo fijo	168,534,984	26,605,301	2,831,398	8,794,184

Al 31 de diciembre de 2013	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:				
Clientes externos	\$ 772,699,053	\$ -	\$ -	\$ 1,639,735,754
Intersegmentos	448,731,943	55,352,873	(1,972,728,791)	-
Ingresos por servicios	727,371	2,191,282	(1,191,989)	7,176,286
Costo de lo vendido	(1,211,608,953)	(2,900,312)	1,918,410,569	(832,490,574)
Rendimiento bruto	10,549,414	54,643,843	(55,510,211)	814,421,466
Otros ingresos, neto	(138,712)	(326,438)	(369,138)	209,018,963
Gastos de distribución y transporte	(325,402)	(54,760)	324,966	(28,488,283)
Gastos de administración	(1,330,361)	(47,321,046)	55,862,213	(89,612,849)
Rendimiento de operación	8,754,939	6,941,599	307,830	905,339,297
Intereses a cargo	(10,151,108)	(78,064,892)	88,271,976	(72,951,238)
Intereses a favor	8,915,706	80,420,511	(88,574,834)	23,214,838
Rendimiento (pérdida) en cambios	16,773	5,852,174	-	44,845,661
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	1,389,441	(7,118,378)	8,196,973	4,797,607
Impuestos, derechos y aprovechamientos	(16,774)	(2,968,032)	-	(902,645,687)
(Pérdida) rendimiento neto	7,108,298	5,062,982	8,201,945	2,600,478
Total de activo circulante	113,000,751	486,513,401	(1,301,751,526)	318,142,125
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	7,527,734	380,364,510	(378,388,786)	14,646,263
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	225,166	10,431,033	-	1,658,734,085
Total del activo	127,859,808	1,549,109,628	(2,336,802,345)	2,024,182,896
Total del pasivo circulante	87,534,727	913,204,611	(1,292,724,887)	235,803,649
Deuda a largo plazo	2,351,037	661,796,313	(650,236,440)	672,617,595
Beneficios a los empleados	1,347,909	222,151,241	-	1,288,540,759
Total del pasivo	94,597,039	1,808,776,162	(1,958,423,121)	2,295,248,746
Total del patrimonio	33,262,769	(259,666,534)	(378,379,224)	(271,065,850)
Depreciación y amortización	(7,983)	(717,384)	-	(140,537,720)
Costo neto del período de beneficios a empleados	(101,143)	(17,781,595)	-	(96,602,337)
Adquisiciones de activo fijo	-	812,399	-	207,578,266

Al 31 de diciembre de 2013	PEP	PR	PGPB	PPQ
Ingresos por ventas:				
Clientes externos	\$ -	\$ 621,678,105	\$ 128,665,354	\$ 28,854,514
Intersegmentos	1,270,839,927	75,154,806	77,479,563	14,583,501
Ingresos por servicios	-	3,619,441	1,107,783	-
Costo de lo vendido	(275,325,700)	(931,101,803)	(202,116,728)	(43,882,724)
Rendimiento bruto	995,514,227	(230,649,451)	5,135,972	(444,709)
Otros ingresos, neto	11,274,243	173,375,469	214,394	6,592,870
Gastos de distribución y trans- portación	-	(23,730,912)	(2,360,876)	(690,816)
Gastos de administración	(34,327,210)	(28,019,853)	(9,917,263)	(10,946,514)
Rendimiento de operación	972,461,260	(109,024,747)	(6,927,773)	(5,489,169)
Intereses a cargo	(42,188,969)	(16,635,802)	(5,374,311)	(756,538)
Intereses a favor	18,121,683	395,051	8,700,706	16,533
Rendimiento (pérdida) en cambios	(48,149,666)	(6,607,465)	(261,715)	(15,805)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	39,873	-	(341,562)	-
Impuestos, derechos y aprovechamientos	(871,471,372)	-	857,340	(10,532)
(Pérdida) rendimiento neto	28,812,809	(131,872,963)	(3,347,315)	(6,255,511)
Depreciación y amortización	(108,404,968)	(9,015,060)	(7,307,057)	(2,026,575)
Costo neto del período de beneficios a empleados	(27,078,766)	(27,262,316)	(6,559,388)	(7,931,521)

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; asimismo, 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 hoja siguiente se incluye la conciliación entre tal información individual y la utilizada para efectos de consolidación.

Al 31 de diciembre de 2013	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:				
Clientes externos	\$ 772,965,363	\$ -	\$ -	\$ 1,552,163,336
Intersegmentos	424,018,097	45,389,776	(1,907,465,670)	-
Ingresos por servicios	942,302	2,054,886	(1,433,631)	6,290,781
Costo de lo vendido	(1,187,096,578)	(2,668,178)	1,863,415,340	(778,776,371)
Rendimiento bruto	10,829,184	44,776,484	(45,483,961)	779,677,746
Otros ingresos, neto	462,158	(2,277,129)	(522,144)	189,119,861
Gastos de distribución y transportación	(368,659)	(26,721)	468,307	(26,709,677)
Gastos de administración	(1,082,261)	(42,172,197)	45,688,479	(80,776,819)
Rendimiento de operación	9,840,422	300,437	150,681	861,311,111
Intereses a cargo	(8,187,285)	(78,108,831)	88,015,529	(63,236,207)
Intereses a favor	5,738,536	85,769,298	(88,157,573)	30,584,234
Rendimiento (pérdida) en cambios	(27,522)	(5,081,079)	-	(60,143,252)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	(84,873)	(110,195,198)	109,771,007	(810,753)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	(3,458,054)	(564,772)	-	(874,647,390)
(Pérdida) rendimiento neto	3,821,224	(107,880,145)	109,779,644	(106,942,257)
Depreciación y amortización	(6,334)	(620,415)	-	(127,380,409)
Costo neto del período de beneficios a empleados	(113,570)	(15,149,591)	-	(84,095,152)

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; asimismo, 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 hoja siguiente se incluye la conciliación entre tal información individual y la utilizada para efectos de consolidación.

Al 31 de diciembre de 2013	PEP	REF	PGPB	PPQ
Ingresos:				
Individuales	\$ 1,250,785,620	\$ 820,912,682	\$ 219,332,517	\$ 40,360,373
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(13,957)	(1,521,679)	136,734	4,930
Consolidados	\$ 1,250,771,663	\$ 819,391,003	\$ 219,469,251	\$ 40,365,303
Resultado de operación:				
Individuales	\$ 850,636,276	\$ (119,734,273)	\$ 873,221	\$ (15,418,058)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(12,826)	(1,521,678)	136,735	4,929
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	17,747	12,301,255	435,920	166,048
Eliminación de productos refinados capitalizados	(8,555,076)	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,982	-	-	-
Consolidados	\$ 842,205,103	\$ (108,954,696)	\$ 1,445,876	\$ (15,247,081)
Resultados netos:				
Individuales	\$ (33,648,136)	\$ (133,794,283)	\$ 3,336,785	\$ (15,034,571)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(12,826)	(1,521,678)	136,734	4,930
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	17,747	12,301,255	435,920	166,048
Eliminación de productos refinados capitalizados	(8,555,076)	-	-	-
Eliminación del método de participación	(4,342)	-	-	(71,995)
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,982	-	-	-
Consolidados	\$ (42,083,651)	\$ (123,014,706)	\$ 3,909,439	\$ (14,935,588)
Total activos:				
Individuales	\$ 1,856,325,965	\$ 575,246,559	\$ 224,241,728	\$ 114,087,313
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(9,479)	3,753,919	140,189	7,310
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(11,777)	(49,232,959)	(2,515,644)	(2,204,574)
Eliminación de productos refinados capitalizados	(16,755,002)	-	-	-
Eliminación del método de participación	(4,342)	-	-	(71,995)
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,982	-	-	-
Consolidados	\$ 1,837,046,755	\$ 529,767,519	\$ 221,866,273	\$ 111,818,055
Total pasivos:				
Individuales	\$ 1,342,978,777	\$ 740,780,574	\$ 144,252,327	\$ 113,696,802
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	-	-	-
Consolidados	\$ 1,342,978,777	\$ 740,780,574	\$ 144,252,327	\$ 113,696,802

Al 31 de diciembre de 2013	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Ingresos:		
Individuales	\$ 1,096,302,859	\$ 60,568,624
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(174,663)	-
Consolidados	\$ 1,096,128,196	\$ 60,568,624
Resultado de operación:		
Individuales	\$ 2,568,759	\$ 185,058
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(174,663)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	5,509,332	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	-	-
Consolidados	\$ 7,903,428	\$ 185,058
Resultados netos:		
Individuales	\$ (2,361,930)	\$ (173,636,180)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(174,663)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	5,509,332	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	-	-
Eliminación del método de participación	-	2,841,035
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	-	-
Consolidados	\$ 2,972,739	\$ (170,795,145)
Total activos:		
Individuales	\$ 119,933,908	\$ 1,685,452,269
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	3,232,537	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(1,050,304)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	-	-
Eliminación del método de participación	-	2,841,035
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	-	-
Consolidados	\$ 122,116,141	\$ 1,688,293,303
Total pasivos:		
Individuales	\$ 87,307,528	\$ 1,847,935,63
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	3,047,319	-
Consolidados	\$ 90,354,847	\$ 1,847,935,634

Al 31 de diciembre de 2012	PEP	REF	PGPB	PPQ
Total pasivos:				
Individuales	\$ 1,333,276,930	\$ 784,417,918	\$ 184,985,084	\$ 35,418,252
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	9,284	2,297,882	732,359	(7,411)
Consolidados	\$ 1,333,286,214	\$ 786,715,800	\$ 185,717,443	\$ 35,410,841
Rendimiento (pérdida) de operación:				
Individuales	\$ 993,473,459	\$ (95,467,749)	\$ (4,379,626)	\$ (10,250,176)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	9,284	2,297,882	732,359	(7,411)
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(8,394)	7,240,870	(548,341)	(196,779)
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,679,430)	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-
Consolidados	\$ 93,982,210	\$ (102,097,642)	\$ 1,613,034	\$ (11,270,349)
Rendimiento (pérdida) neta del período:				
Individuales	9,284	2,297,882	732,359	(7,411)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(8,394)	7,240,870	(548,341)	(196,779)
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(8,394)	7,240,870	(548,341)	(196,779)
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,679,430)	-	-	-
Eliminación del método de participación	5,319	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-
Consolidados	\$ 93,982,210	\$ (102,097,642)	\$ 1,613,034	\$ (11,270,349)
Total del activo:				
Individuales	\$ 1,846,831,001	\$ 583,489,721	\$ 210,263,190	\$ 122,663,976
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(4,419,930)	(958,022)	(7,654)
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(11,633)	(58,502,627)	(2,080,626)	(2,439,395)
Eliminación de productos refinados capitalizados	(8,199,925)	-	-	-
Eliminación del método de participación	5,319	-	-	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	(2,617,590)	-	-	-
Consolidados	\$ 1,836,007,172	\$ 520,567,164	\$ 207,224,542	\$ 120,216,927
Total del pasivo:				
Individuales	\$ 1,276,781,279	\$ 794,166,012	\$ 145,426,752	\$ 133,924,623
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	-	-	-
Consolidados	\$ 1,276,781,279	\$ 794,166,012	\$ 145,426,752	\$ 133,924,623

Al 31 de diciembre de 2012	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Total pasivos:		
Individuales	\$ 1,221,655,507	\$ 57,544,155
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	502,860	-
Consolidados	\$ 1,222,158,367	\$ 57,544,155
Rendimiento (pérdida) de operación:		
Individuales	\$ 8,801,985	\$ 6,941,599
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	502,860	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(549,906)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	-	-
Consolidados	\$ 7,108,298	\$ 5,062,982
Rendimiento (pérdida) neta del período:		
Individuales	502,860	-
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(549,906)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(549,906)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	-	-
Eliminación del método de participación	-	5,917,294
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	-	-
Consolidados	\$ 7,108,298	\$ 5,062,982
Total del activo:		
Individuales	\$ 130,797,642	\$ 1,543,192,334
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(2,102,134)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(835,700)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	-	-
Eliminación del método de participación	-	5,917,294
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	-	-
Consolidados	\$ 127,859,808	\$ 1,549,109,628
Total del pasivo:		
Individuales	\$ 96,699,173	\$ 1,808,776,162
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(2,102,134)	-
Consolidados	\$ 94,597,039	\$ 1,808,776,162

Al 31 de diciembre de 2011	PEP	REF	PGPB	PPQ
Total del activo:				
Individuales	\$ 1,270,854,327	\$ 703,698,643	\$ 208,136,502	\$ 43,445,669
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(14,400)	(3,246,291)	(883,802)	(7,654)
Consolidados	\$ 1,270,839,927	\$ 700,452,352	\$ 207,252,700	\$ 43,438,015
Rendimiento (pérdida) de operación:				
Individuales	\$ 976,875,297	\$ (76,575,103)	\$ (4,833,882)	\$ (4,740,125)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(14,400)	(3,246,291)	(883,802)	(7,654)
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	1,877	(29,203,353)	(1,210,089)	(741,390)
Eliminación de productos refinados capitalizados	(4,520,495)	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-
Consolidados	\$ 972,461,260	\$ (109,024,747)	\$ (6,927,773)	\$ (5,489,169)
Rendimiento (pérdida) neta del período:				
Individuales	\$ 33,234,258	\$ (99,423,319)	\$ (1,253,424)	\$ (5,506,467)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(14,400)	(3,246,291)	(883,802)	(7,654)
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	1,877	(29,203,353)	(1,210,089)	(741,390)
Eliminación de productos refinados capitalizados	(4,520,495)	-	-	-
Eliminación del método de participación	(7,412)	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-
Consolidados	\$ 28,812,809	\$ (131,872,963)	\$ (3,347,315)	\$ (6,255,511)

Al 31 de diciembre de 2011	Comercializa- doras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Total del activo:		
Individuales	\$ 1,198,617,934	\$ 47,444,662
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(692,172)	-
Consolidados	\$ 1,197,925,762	\$ 47,444,662
Rendimiento (pérdida) de operación:		
Individuales	\$ 10,370,875	\$ 623,875
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(692,172)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	161,719	(323,438)
Eliminación de productos refinados capitalizados	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	-	-
Consolidados	\$ 9,840,422	\$ 300,437
Rendimiento (pérdida) neta del período:		
Individuales	\$ 4,351,677	\$ (67,519,241)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(692,172)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	161,719	(323,438)
Eliminación de productos refinados capitalizados	-	-
Eliminación del método de participación	-	(40,037,466)
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	-	-
Consolidados	\$ 3,821,224	\$ (107,880,145)

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE

	2013	2012	2011
Ingresos:			
Nacionales	\$ 910,187,634	\$ 867,036,701	\$ 779,197,974
En el exterior			
Estados Unidos	7	56,914,500	56,847,570
Canadá, Centro y Sudamérica	13-b	6,741,640	9,050,153
Europa		266,913,870	318,142,125
Otros países			
	687,677,634	772,699,053	772,965,362
Ingresos por servicios	10,339,357	7,176,286	6,290,781
Total de ingresos	\$ 1,608,204,625	\$ 1,646,912,040	\$ 1,558,454,117
Total del activo		\$ 2,047,390,353	\$ 2,024,182,896

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

A continuación se muestran los ingresos por productos:

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE

	2013	2012	2011
Nacionales			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	\$ 805,460,402	\$ 779,572,582	\$ 676,407,259
Gas	70,781,410	51,249,544	65,847,550
Productos petroquímicos	33,945,822	36,214,575	36,943,165
Total ventas nacionales	\$ 910,187,634	\$ 867,036,701	\$ 779,197,974
Exportación			
Petróleo crudo	\$ 548,411,085	\$ 618,104,685	\$ 614,161,757
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	137,048,991	150,850,052	155,553,997
Gas	43,544	7,713	18,182
Productos petroquímicos	2,174,014	3,736,603	3,231,426
Total ventas nacionales	\$ 910,187,634	\$ 867,036,701	\$ 779,197,974

5. EFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFECTIVO Y EFECTIVO RESTRINGIDO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se integra por:

a. Efectivo y equivalentes de efectivo

	31 de diciembre	
	2013	2012
Efectivo y bancos(i)	\$ 45,942,338	\$ 76,201,010
Inversiones de inmediata realización	34,803,381	43,033,881
	\$ 80,745,719	\$ 119,234,891

(i) El rubro de efectivo y bancos se integran principalmente por bancos.

b. Efectivo restringido

	31 de diciembre	
	2013	2012
Efectivo restringido	\$ 7,701,798	\$ 2,605,332

El incremento en efectivo restringido en 2013 se debe principalmente a lo siguiente: 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. A partir de esa fecha han sucedido una serie de acciones legales tanto del COMMISA, como de PEP, las cuales han dado como resultado que en la audiencia del 25 de septiembre de 2013, que tuvo lugar en la ciudad de Nueva York, la Corte de Distrito instruyó a PEP para depositar en una cuenta específica, en esa ciudad, el importe de \$ 6,081,706, en tanto se emite el laudo definitivo de este juicio. (Ver Nota 23-b)

6. CUENTAS, DOCUMENTOS POR COBRAR Y OTROS

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se integra como se muestran a continuación:

a. Efectivo y equivalentes de efectivo

	31 de diciembre	
	2013	2012
Cientes del extranjero	\$ 46,337,045	\$ 40,717,458
Cientes del país	38,648,470	53,355,711
Anticipo de impuestos	15,416,955	13,420,166
Deudores diversos	7,818,554	5,652,405
Funcionarios y empleados	5,077,687	4,773,466
IEPS negativo pendiente de acreditar	4,293,619	11,833,727
Anticipo de proveedores	3,284,575	1,801,231
Siniestros	1,618,828	1,440,337
Otra	16,278	15,010
	\$ 122,512,011	\$ 133,009,511

A continuación se muestra la antigüedad de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Cientes en el extranjero		
31 de diciembre		
	2013	2012
1-30 días	\$ 38,163	\$ 1,690,104
31-60 días	1,070	63,011
61-90 días	95	8,072
más 91 días	385,887	149,165
Vencidos	425,215	1,910,352
Deteriorado	-	-
No deteriorado	425,215	1,910,352
No vencido	45,911,830	38,807,106
Total	\$ 46,337,045	\$ 40,717,458

CLIENTES EN EL EXTRANJERO		
31 de diciembre		
	2013	2012
1-30 días	\$ 874,553	\$ 1,205,492
31-60 días	15,091	284,968
61-90 días	80,331	53,110
más 91 días	223,009	1,079,711
Vencidos	1,192,984	2,623,281
Deteriorado	(697,284)	(1,059,215)
No deteriorado	495,700	1,564,066
No vencido	38,152,770	51,791,645
Total	\$ 38,648,470	\$ 53,355,711

7. INVENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el saldo de inventarios se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2013	2012
Petróleo crudo, productos refinados, derivados y petroquímicos	\$ 51,638,624	\$ 51,058,073
Materiales y accesorios en almacenes	5,259,341	5,755,367
Materiales y productos en tránsito	16,535	34,130
	\$ 56,914,500	\$ 56,847,570

8. INVERSIONES EN INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO

Durante 2011, se adquirieron 57,204,240 acciones en Repsol YPF S.A. (Repsol) con un costo de \$ 20,783,820. Estas acciones fueron adquiridas por PMI HBV, a través de las cuales PEMEX obtuvo participación directa jurídica y económica de aproximadamente el 4.69% del patrimonio de Repsol. El 19 de junio de 2012, Repsol aprobó un programa de pago de dividendos. Bajo este programa los accionistas de Repsol tenían la opción de recibir su parte proporcional del dividendo declarado en la Asamblea Anual, ya fuera en la forma de i) nuevas acciones de Repsol o II) en efectivo. El 5 de julio de 2012, PMI HBV, optó por recibir el dividendo en nuevas acciones por 2,600,191. Como parte del mismo programa el 21 de enero y 16 de julio de 2013, PMI HBV optó por recibir dividendos en acciones por 1,683,322 y 1,506,130, respectivamente.

El 1° de agosto de 2013, PEMEX monetizó 9,289,968 acciones y suscribió un "Equity Swap" de acciones por un valor nominal de \$ 2,869,883, conservando los derechos económicos y de voto de dichas acciones. Derivado de la realización de estas acciones se reconoció en los resultados del período una utilidad de \$ 278,842.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el valor de mercado de las 53,703,915 y 59,804,431 acciones fue de \$ 17,728,490 y \$ 15,771,202 respectivamente. El efecto de la valuación a valor razonable de la inversión se registró en otros resultados integrales dentro del patrimonio como una utilidad por \$ 4,453,495 y una pérdida de \$ 10,125,912 respectivamente. Adicionalmente se registraron en el resultado integral del período al 31 de diciembre de 2013 y 2012, dividendos por un importe de \$ 914,116 y \$ 685,704 respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, PEMEX mantiene tres equity swaps con instituciones financieras sobre 67,969,767 y 58,679,799 acciones de Repsol, respectivamente, por las que PEMEX tiene los derechos económicos y de voto adicionales (aproximadamente el 5.13% y 4.80%, respectivamente, del patrimonio de Repsol) (ver Nota 14).

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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, equivalen al 9.19% y 9.49%, respectivamente, del derecho económico y de voto en Repsol. Adicionalmente, PEMEX mantiene una acción de Repsol a través de PMI SES.

9. INVERSIONES PERMANENTES EN ACCIONES DE COMPAÑÍAS ASOCIADAS

Las inversiones en acciones de compañías asociadas al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se integra como se muestra a continuación:

	PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN		31 DE DICIEMBRE	
			2013	2012
Deer Park Refining Limited		50.00%	\$ 6,710,317	\$ 7,337,384
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.		50.00%	4,051,682	3,530,632
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	I	44.09%	3,253,978	-
Instalaciones Inmobiliaria para Industrias, S. A. de C. V.	II	100.00%	-	1,424,309
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. de C. V.	III	60.00%	1,141,065	936,689
Frontera Brownsville, LLC.		50.00%	517,945	535,653
Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V.		46.85%	488,321	509,265
Otros neto		Varios	\$ 16,779,501	\$ 14,646,263

I Derivado de la alianza celebrada entre PEMEX y Mexichem S. A. B. de C. V., en septiembre de 2013, PEMEX aportó \$ 2,993,531, en la compañía Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V., que representa el 44% del capital social de la Compañía y el otro 56% restante, le corresponde a Mexichem S. A. B. de C. V.

II En 2012 no se consolidó por considerarse poco importante.

III En esta compañía no se tiene el control, por lo tanto no se consolidó.

Participación en los resultados de compañías asociadas:

	31 DE DICIEMBRE		
	2013	2012	2011
Deer Park Refining Limited	\$ (591,472)	\$ 1,320,180	\$ 80,480
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	475,942	548,765	221,148
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	93,853	-	-
Otros, neto	728,387	2,928,662	(1,112,381)
Total de la participación en la inversión	\$ 706,710	\$ 4,797,607	\$ (810,753)

La siguiente tabla muestra información financiera condensada de las principales inversiones reconocidas bajo el método de participación:

	ESTADOS CONDENSADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA			
	Deer Park Refining Limited		Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	
	31 de diciembre		31 de diciembre	
	2013	2012	2013	2012
Total de activos	\$ 27,331,336	\$ 23,237,327	\$ 9,006,292	\$ 8,007,571
Total de pasivo	\$ 13,910,702	\$ 8,562,558	\$ 902,928	\$ 946,306
Total de capital	13,420,634	14,674,769	8,103,364	7,061,265
Total de pasivo y capital	\$ 27,331,336	\$ 23,237,327	\$ 9,006,292	\$ 8,007,571

ESTADOS CONDENSADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA					
Deer Park Refining Limited			Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.		
31 de diciembre			31 de diciembre		
2013	2012	2011	2013	2012	2011

Ingresos	\$ 9,767,622	\$ 12,240,553	\$ 11,766,416	\$ 2,124,812	\$ 1,984,198	\$ 1,592,555
Costos y gastos	10,950,566	9,600,192	11,605,456	1,172,927	886,669	1,150,260
Resultado neto	\$ (1,182,944)	\$ 2,640,361	\$ 160,960	\$ 951,885	\$ 1,097,529	\$ 442,295

10. POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	Plantas	Equipo de perforación	Ductos	Pozos
Inversión				
Saldos al 1 de enero de 2012	\$ 640,476,821	\$ 39,551,408	\$ 545,183,035	\$ 882,779,891
Adiciones	28,345,950	3,382,577	3,034,148	52,636,412
Capitalizaciones y reclasificaciones	46,045,271	(566,879)	1,596,719	72,039,394
Bajas	(5,119,828)	-	(2,577,283)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2012	709,748,214	42,367,106	547,236,619	1,007,455,697
Adiciones	29,336,696	3,106,174	5,387,150	62,580,630
Capitalizaciones y reclasificaciones	10,174,501	(433,975)	7,875,199	56,885,847
Deterioro	1,650,664	-	-	(26,364,717)
Bajas	(15,360,225)	-	(2,057,115)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ 735,549,850	\$ 45,039,305	\$ 558,441,853	\$ 1,100,557,457
Depreciación y amortización acumulada				
Saldos al 1 de enero de 2012	\$ (254,138,741)	\$ (20,707,896)	\$ (187,966,009)	\$ (491,889,237)
Depreciación	(32,672,945)	(2,868,400)	(16,964,385)	(67,857,495)
Reclasificaciones	(139,324)	510,016	2,834,880	(6,141)
Bajas	2,663,300	-	2,810	-
Saldos al 31 de diciembre de 2012	(284,287,710)	(23,066,280)	(202,092,704)	(559,752,873)
Depreciación	(36,154,914)	(2,790,948)	(16,457,891)	(71,831,243)
Reclasificaciones	2,513,262	358,288	1,290,514	1,153
Bajas	8,267,723	-	1,409,767	-
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ (309,661,639)	\$ (25,498,940)	\$ (215,850,314)	\$ (631,582,963)
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto 2012	\$ 425,460,504	\$ 19,300,826	\$ 345,143,915	\$ 447,702,824
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto 2013	\$ 425,888,211	\$ 19,540,365	\$ 342,591,539	\$ 468,974,494
Tasas de depreciación	4%	5%	3%	-
Vidas útiles estimadas	25	20	33	-

	Edificios	Plataformas marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte
Inversión				
Saldos al 1 de enero de 2012	\$ 61,084,265	\$ 298,983,863	\$ 45,199,722	\$ 20,003,935
Adiciones	810,283	6,095,841	4,584,555	1,253,739
Capitalizaciones y reclasificaciones	(9,355,395)	14,558,538	(71,555)	(130,141)
Bajas	899,856	-	75,563	(536,840)
Saldos al 31 de diciembre de 2012	53,439,009	319,638,242	49,788,285	20,590,693
Adiciones	1,965,492	5,633,305	3,644,600	3,701,628
Capitalizaciones y reclasificaciones	5,761,369	1,115,273	(1,072,347)	(99,191)
Deterioro	-	-	-	-
Bajas	(903,509)	(62,212)	(424,245)	(875,443)
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ 60,262,361	\$ 326,324,608	\$ 51,936,293	\$ 23,317,687
Depreciación y amortización acumulada				
Saldos al 1 de enero de 2012	\$ (33,557,438)	\$ (79,411,627)	\$ (30,120,584)	\$ (11,727,040)
Depreciación	(1,465,645)	(14,284,606)	(3,159,986)	(1,264,258)
Reclasificaciones	1,220,599	(1,441,319)	430,999	119,497
Bajas	78,604	-	286,377	537,127
Saldos al 31 de diciembre de 2012	(33,723,880)	(95,137,552)	(32,563,194)	(12,334,674)
Depreciación	(1,779,543)	(14,669,152)	(3,468,615)	(1,339,398)
Reclasificaciones	(84,961)	-	1,230,624	146,740
Bajas	519,279	-	297,756	903,404
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ (35,069,105)	\$ (109,806,704)	\$ (34,503,429)	\$ (12,623,928)
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto 2012	\$ 19,715,129	\$ 224,500,690	\$ 17,225,091	\$ 8,256,019
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto 2013	\$ 25,193,256	\$ 216,517,904	\$ 17,432,864	\$ 10,693,759
Tasas de depreciación	3%	4%	10%	5%
Vidas útiles estimadas	33	25	10	20

	Obras en construcción	Terrenos	Activos improductivos	Otros activos fijos
Inversión				
Saldos al 1 de enero de 2012	\$ 125,148,670	\$ 41,623,977	\$ 8,422,839	-
Adiciones	107,171,303	97,877	12,737	152,844
Capitalizaciones y reclasificaciones	(131,010,580)	(3,611)	3,673,967	(125,211)
Bajas	3,993,884	(135,072)	(961,129)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2012	105,303,277	41,583,171	11,148,414	27,633
Adiciones	134,079,686	1,100,230	1,104,295	4,929
Capitalizaciones y reclasificaciones	(85,903,444)	(23,662)	264,810	-
Deterioro	(894,782)	-	-	-
Bajas	(3,154,696)	(301,882)	(2,249,721)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ 149,430,041	\$ 42,357,857	\$ 10,267,798	\$ 32,562
Depreciación y amortización acumulada				
Saldos al 1 de enero de 2012	\$ -	\$ -	\$ (6,515,091)	\$ -
Depreciación	-	-	-	-
Reclasificaciones	-	-	(177,427)	-
Bajas	-	-	59,110	-
Saldos al 31 de diciembre de 2012	-	-	(6,633,408)	-
Depreciación	-	-	-	-
Reclasificaciones	-	-	-	-
Bajas	-	-	(708,501)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ -	\$ -	\$ (7,341,909)	\$ -
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto 2012	\$ 105,303,277	\$ 41,583,171	\$ 4,515,006	\$ 27,633
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto 2013	\$ 149,430,041	\$ 42,357,857	\$ 2,925,889	\$ 32,562
Tasas de depreciación	-	-	-	-
Vidas útiles estimadas	-	-	-	-

	Total
Inversión	
Saldos al 1 de enero de 2012	\$ 2,708,458,426
Adiciones	207,578,266
Capitalizaciones y reclasificaciones	(3,349,483)
Bajas	(4,360,849)
Saldos al 31 de diciembre de 2012	2,908,326,360
Adiciones	251,644,815
Capitalizaciones y reclasificaciones	(5,455,620)
Deterioro	(25,608,835)
Bajas	(25,389,048)
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ 3,103,517,672
Depreciación y amortización acumulada	
Saldos al 1 de enero de 2012	\$ (1,116,033,663)
Depreciación	(140,537,720)
Reclasificaciones	3,351,780
Bajas	3,627,328
Saldos al 31 de diciembre de 2012	(1,249,592,275)
Depreciación	(148,491,704)
Reclasificaciones	5,455,620
Bajas	10,689,428
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ (1,381,938,931)
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto 2012	\$ 1,658,734,085
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto 2013	\$ 1,721,578,741
Tasas de depreciación	-
Vidas útiles estimadas	-

- a. Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, el costo financiero 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 \$ 2,943,597, \$ 2,110,075 y \$ 5,634,981 respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los períodos terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 registradas en los costos y gastos de operación ascendieron a \$ 148,491,704, \$ 140,537,720 y \$ 127,380,409 respectivamente, las cuales incluyen \$2,000,230, \$2,053,630 y \$ 2,966,836, respectivamente, de costos de abandono y taponamiento.
- c. Por lo que se refiere a la reserva para abandono de pozos (taponamiento) al 31 de diciembre de 2013 y 2012, asciende a \$ 46,118,080 y \$ 48,153,060, respectivamente y se presenta como una provisión operativa de pasivo a largo plazo.
- d. Derivado del comportamiento de los precios del gas en el mercado internacional, así como de las condiciones existentes de las reservas económicas de hidrocarburos de los Proyectos: Integral Burgos y Macuspana, al 31 de diciembre de 2013, el valor de uso de los proyectos fue desfavorable, generando un deterioro por \$ (25,432,038) y \$ (932,679) respectivamente, el cual se presenta en el estado consolidado de resultados en el rubro de otros ingresos neto.

Como resultado de la enajenación de algunas propiedades y plantas del complejo Petroquímico Pajaritos por parte de PPQ a Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. se favoreció su valor de uso, esto permitió la reversión durante el período 2013 del deterioro registrado en años anteriores por \$1,650,664, adicionalmente se identificaron activos sujetos a deterioro por \$(894,782).

- e. Durante 2008, PEMEX contrató pasivos por arrendamiento capitalizable de buque tanques, que expiran en diferentes fechas durante los siguientes 9 años.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los activos adquiridos a través de arrendamiento capitalizable se integran como se menciona a continuación:

	2013	2012
Inversión en buque tanques y equipo de perforación	\$ 5,870,050	\$ 3,075,142
Menos depreciación acumulada	(636,276)	(513,123)
	16,535	34,130
	\$ 5,233,774	\$ 2,562,019

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

Años	Pesos	US\$
2014	\$ 761,941	US\$ 58,268
2015	741,863	56,733
2016	741,863	56,733
2017	741,863	56,733
2018	681,643	52,127
2019 y posteriores	1,184,622	90,592
Menos intereses no devengados a corto plazo	239,772	18,336
Menos intereses no devengados a largo plazo	664,118	50,787
Total arrendamiento capitalizable	3,949,905	302,063
Menos porción circulante de arrendamiento	522,167	39,932
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	\$ 3,427,738	US\$ 262,131

El gasto por intereses sobre arrendamiento capitalizable, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 fue de \$ 159,380, \$ 214,041 y \$ 212,497 respectivamente.

- I. Tasa de 7.96% términos nominales (3.83% en términos reales al 31 de diciembre de 2013).
- II. Tasa de 9.39% en términos nominales (5.62% en términos reales al 31 de diciembre de 2012).
- III. Tasa de 10.46% en términos nominales (6.40% en términos reales al 31 de diciembre de 2011).

11. OTROS ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el saldo de otros activos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2013	2012
Pozos no asignados a una reserva	\$ 7,892,474	\$ 5,306,333
Pagos anticipados	2,244,450	3,290,756
Otros	4,057,786	3,750,746
	\$ 14,194,710	\$ 12,347,835
Pozos no asignados a una reserva:		
Saldo al inicio del año	\$ 5,306,333	\$ 9,552,703
Incrementos en obras en construcción	21,813,041	18,945,289
Deducciones contra gastos	(9,244,399)	(11,889,271)
Deducciones contra activo fijo	(9,982,501)	(11,302,388)
Saldo al final del año	\$ 7,892,474	\$ 5,306,333

12. 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).

Durante el período del 1° de enero al 31 de diciembre de 2013, PEMEX realizó las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 22 de enero de 2013, la SHCP autorizó el incremento del Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C, de Petróleos Mexicanos de US 22,000,000 a US 32,000,000.
- El 30 de enero de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de notas por US 2,100,000, con vencimiento en enero de 2023 y cupón de 3.50%, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C. Los bonos están garantizados por PEP, PGPB y PR.

- c. El 4 y el 11 de enero de 2013, PMI Trading, obtuvo y pagó, respectivamente, un préstamo por US 150,000, con una tasa de 1.0412%.
- d. El 28 de febrero de 2013, PMI NASA, obtuvo dos préstamos por US 34,500 cada uno, con una tasa de interés de 3.80%, ambos con vencimiento el 7 de febrero de 2023.
- e. El 22 de marzo de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de Certificados Bursátiles por 2,500,000, con vencimiento en noviembre de 2017, a una tasa variable, el cual fue una reapertura de los certificados emitidos el 29 de noviembre de 2012. Estos Certificados Bursátiles fueron emitidos bajo el Programa Dual de Certificados Bursátiles autorizados hasta por un monto de 300,000,000 o su equivalente en UDI. La emisión está garantizada por PEP, PGPB y PR.
- f. El 6 y 8 de marzo de 2013, PMI Trading obtuvo y pagó, respectivamente un préstamo por US 50,000, con una tasa de 1.4217%.
- g. El 26 de abril de 2013, PMI NASA obtuvo un préstamo por US 33,830, con una tasa de interés de 3.80%, con vencimiento el 22 de febrero de 2023.
- h. El 7 de junio de 2013, PMI NASA obtuvo un préstamo por US 34,278, con una tasa de interés de 3.80%, con vencimiento el 24 de abril de 2023.
- i. El 25 de junio de 2013, Petróleos Mexicanos, con base en el Programa Dual de Certificados Bursátiles por un monto de hasta \$ 300,000,000 o su equivalente en UDI, realizó una reapertura de la emisión de noviembre de 2012 con vencimiento en 2017 y tasa variable por un monto de \$ 2,500,000.
- j. El 26 de junio de 2013, Petróleos Mexicanos realizó un desembolso por US 500,000 de la línea revolvente con Crédit Agricole CIB, con vencimiento el 17 de julio de 2013.
- k. El 18 de julio de 2013, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por US 3,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US 32,000,000, la emisión constó de cuatro tramos: I) US 1,000,000 con vencimiento en 2024 a tasa de 4.875%, II) US 1,000,000 con vencimiento en 2018 a tasa de 3.50%, III) US 500,000 con vencimiento en 2018 a tasa flotante más 202 puntos base, y IV) US 500,000 con vencimiento en junio de 2041 a una tasa de 6.50%, esta última es la segunda reapertura del bono originalmente emitido el 2 de junio de 2011 y reabierto el 18 de octubre de 2011. La emisión está garantizada por PEP, PGPB y PR.

- l. El 19 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó la emisión de un bono con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos de América (Ex-Im Bank), por un monto de US 400,000 a tasa fija de 2.83% y vencimiento en febrero de 2024.
- m. El 19 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de Certificados Bursátiles por \$ 5,000,000 a tasa variable de TIIE más 6 puntos base y vencimiento en febrero de 2019. La emisión se realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$300,000,000, o su equivalente en UDIS. La emisión está garantizada por PEP, PGPB y PR.
- n. El 26 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDIS, una emisión en el mercado mexicano por \$ 10,400,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 7.19% que consistió en I) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 1,075,000 fuera de México bajo el formato de Global Depositary Notes (“GDNs”) y II) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 9,325,000 en el mercado local. La emisión está garantizada por PEP, PGPB y PR.
- o. El 30 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un segundo bono con la garantía del Ex-Im Bank por un monto de US 750,000 a tasa variable de LIBOR 3 meses más 43 puntos base y vencimiento en febrero de 2024. Esta es la emisión de bonos con garantía del Ex-Im Bank de mayor monto en la historia del instrumento.
- p. El 4 de noviembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó la tercera emisión del programa de bonos con la garantía del Ex-Im Bank por un monto de US 350,000 a tasa fija de 2.29% y vencimiento en febrero de 2024.
- q. El 27 de noviembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por € 1,300,000 con vencimiento en 2020 a una tasa de 3.125%. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Pagares de Mediano Plazo Serie C de US 32,000,000. La emisión está garantizada por PEP, PGPB y PR.
- r. El 11 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó, bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDIS, una emisión en dos tramos: I) \$ 8,500,000 a una tasa de 7.19% con vencimiento en 2024 que consistió en: una oferta pública de Certificados Bursátiles por \$ 1,165,550 fuera de México bajo el formato de GDNs y una oferta pública de Certificados Bursátiles por \$ 7,334,450 en

el mercado local; esta emisión representó la reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y II) \$ 1,100,000 con vencimiento en 2019 a tasa flotante; se trata de la primera reapertura de la emisión realizada originalmente el 19 de septiembre de 2013. La emisión está garantizada por PEP, PGPB y PR.

- s. El 11 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito revolvente por US 1,250,000 a tasa variable con vencimiento en 2016.
- t. El 19 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos, realizó una disposición por \$ 10,000,000 de una línea de crédito revolvente, que pagó el 30 de diciembre de 2013.
- u. El 27 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos, realizó una disposición por US 135,000 de una línea de crédito revolvente con Credit Agricole CIB, la cual pagó el 27 de enero de 2014.
- v. Del 1° de enero al 31 de diciembre de 2013, PMI HBV obtuvo US 5,793,000 y pagó US 6,143,000 bajo una línea de crédito revolvente.

Durante el período del 1° de enero al 31 de diciembre de 2012, PEMEX realizó las siguientes operaciones de financiamiento:

- a. Durante el período del 1° de enero al 31 de diciembre de 2012, Petróleos Mexicanos obtuvo US\$ 300,000 provenientes de líneas garantizadas por agencias de crédito a la exportación.
- b. El 24 de enero de 2012, Petróleos Mexicanos realizó una emisión de notas por US\$ 2,100,000 con vencimiento en 2022, a una tasa anual fija de 4.875%. Dicha operación se realizó bajo el programa de emisión de Pagarés de Mediano Plazo Serie C. Las notas están garantizadas por PEP, PGPB y PR.
- c. El 14 de febrero de 2012, PMI NASA obtuvo cuatro préstamos directos por un importe total de US\$ 143,945, a una tasa fija mensual del 3.50% con fecha de vencimiento el 30 de diciembre de 2021.
- d. El 12 de marzo de 2012, PMI NASA obtuvo un préstamo directo por US\$ 37,997, a una tasa de interés fija mensual del 3.8% con fecha de vencimiento el 27 de enero de 2022.
- e. El 28 de marzo de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por US\$ 125,000 a una tasa de 1.8635% que fue pagado el 12 de abril de 2012.

- f. El 29 de marzo de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por \$ 1,300,000, a una tasa del 5.264% y fue pagado el 12 de abril de 2012.
- g. El 10 de abril de 2012, Petróleos Mexicanos emitió notas por F300,000 a una tasa anual fija del 2.50% con vencimiento en 2019, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C. Las notas están garantizadas por PEP, PGPB y PR.
- h. El 26 de abril de 2012, Petróleos Mexicanos emitió notas por AUD150,000 a una tasa de 6.125% con vencimiento en 2017, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C. Las notas están garantizadas por PEP, PGPB y PR.
- i. El 11 de mayo de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por \$ 405,000, a una tasa del 5.070% y fue pagado el 18 de mayo de 2012.
- j. El 16 de mayo de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por \$ 2,329,000 a una tasa del 5.050% y fue pagado el 23 de mayo de 2012.
- k. El 31 de mayo de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por \$ 2,833,000 a una tasa del 5.160% y fue pagado el 6 de junio de 2012.
- l. El 26 de junio de 2012, Petróleos Mexicanos emitió un bono en los mercados internacionales por un monto total de US\$ 1,750,000. Se trata de un nuevo bono con vencimiento en junio de 2044 que pagará un cupón de 5.50% bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo Serie C. Los bonos están garantizados por PEP, PGPB y PR.
- m. El 6 de julio de 2012, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de notas garantizadas por el Export-Import Bank de los Estados Unidos de América (Ex-Im Bank) por un monto de US\$ 400,000 cada uno, con una vida media de 5.71 años, los cuales pagarán un cupón semestral de 2.0% y 1.95% respectivamente, más una prima correspondiente al seguro del Ex-Im Bank. Los bonos vencerán el 20 de diciembre de 2022.
- n. El 18 de julio de 2012, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo bilateral por US\$ 300,000, con vencimiento en julio 2017 con tasa LIBOR.
- o. El 26 de julio de 2012, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de notas garantizadas por el Ex-Im Bank por un monto de US\$ 400,000 con una vida media de 5.65 años, el cual pagará un cupón semestral de 1.70% más una prima correspondiente al seguro del Ex-Im Bank. El bono vencerá el 20 de diciembre de 2022.

- p. El 5 y 6 de julio de 2012, PMI Trading obtuvo y pagó, respectivamente un crédito directo por US\$ 40,000 a una tasa del 1.6981%.
- q. El 19 de octubre de 2012, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono por US\$ 1,000,000. Se trata de la reapertura del bono emitido en junio de 2012 con vencimiento en junio de 2044 y cupón de 5.50%, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C. Los bonos están garantizados por PEP, PGPB y PR.
- r. El 30 de octubre de 2012, Petróleos Mexicanos contrato un crédito revolvente por US\$ 1,250,000; con vencimiento en 2017, con tasa LIBOR. No se han realizado disposiciones.
- s. El 16 de noviembre de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por US\$ 50,000, a una tasa de 1.0272% que fue pagado el 30 de noviembre de 2012.
- t. El 23 de noviembre de 2012, la CNBV autorizó a Petróleos Mexicanos la ampliación del Programa Dual de Certificados Bursátiles, de \$ 200,000,000 o su equivalente en Unidades de Inversión (UDI) hasta \$ 300,000,000 o su equivalente en UDI.
- u. El 28 de noviembre de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por US\$ 70,000, a una tasa de 1.0332% que fue pagado el 30 de noviembre de 2012.
- v. El 29 de noviembre de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por US\$ 45,000, a una tasa de 1.0362% que fue pagado el 30 de noviembre de 2012.
- w. El 29 de noviembre de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por \$ 806,000, a una tasa de 5.0462% que fue pagado el 30 de noviembre de 2012.
- x. El 29 de noviembre de 2012, Petróleos Mexicanos, con base en el Programa Dual de Certificados Bursátiles por un monto de hasta \$ 300,000,000 o su equivalente en UDI, emitió aproximadamente \$ 25,000,000 en tres tramos: el primero fue una reapertura de la emisión de diciembre de 2011 con vencimiento en 2021 y cupón de 7.65% por un monto de \$ 10,000,000, otro por \$ 11,500,000 a tasa variable con vencimiento en 2017, y el tercero por 721,564 de UDI con vencimiento en 2028 a una tasa fija de 3.02% y los cuales se convirtieron a un tipo de cambio de 4.850574 pesos por UDI.
- y. El 21 de diciembre de 2012, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito directa con Nacional Financiera, S.N.C. por un monto de \$ 2,000,000 con vencimiento en diciembre de 2022 a una tasa fija de 6.55%.

- z. El 28 de diciembre de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por \$ 2,600,000 a una tasa de 5.0475% que fue pagado el 11 de enero de 2013.
- aa. El 31 de diciembre de 2012, PMI Trading obtuvo un préstamo por US\$ 50,000, a una tasa de 1.4574% que fue pagado el 14 de enero de 2013.
- ab. Del 1° de enero al 31 de diciembre de 2012, PMI HBV obtuvo US\$ 18,225,000 y pagó US\$ 17,325,000 bajo una línea de crédito revolvente de US\$ 1,000,000.

Al 31 de diciembre de 2012, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por US\$ 3,268,634, las cuales se encuentran disponibles en su totalidad.

Algunos contratos de financiamiento establecen ciertas obligaciones y restricciones sobre las siguientes operaciones:

- No vender, gravar o disponer de ciertos activos esenciales para las operaciones del negocio,
- No contraer pasivos directos o contingentes o cualquier adeudo de índole contractual relacionado con estos activos;
- Transferencias, ventas o cesiones de derechos de pago aún no devengadas en virtud de contratos de venta de petróleo crudo o gas natural, cuentas por cobrar instrumentos negociables u otros.

Al 31 de diciembre de 2013 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 2013 y 2012, la deuda documentada se integra como se muestra a continuación:

	Tasa de interés (1)	Vencimiento	31 de diciembre de 2013	
			Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.43% a 2.02%	Varios hasta 2045	\$ 407,719,934	31,179,592
Crédito al comprador	Libor más 0.4% a 0.5%	Varios hasta 2014	12,520	957
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.45% a 5.45%, Libor más .01% a 1.71%	Varios hasta 2022	75,603,945	5,781,665
Crédito directo	Tasa fija de 5.44% y Libor más 1% a 1.20%	Varios hasta 2018	10,981,118	839,760
Crédito sindicado	Libor más 0.8% y 1%	Varios hasta 2016	27,918,337	2,135,001
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2022	4,032,468	308,375
Arrendamiento financiero (Nota 10-e)	Tasa fija del 0.37% a 1.99%	Varios hasta 2023	3,949,905	302,063
Total en dólares estadounidenses				
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 5.5% a 6.375%	Varios hasta 202	78,073,403	4,332,742
Crédito garantizado	Euribor 5.37%	Varios hasta 2014	4,779,802	265,259
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	569	32
Total en euros			82,853,774	4,598,033
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2023	11,703,000	94,000,000
Créditos directos	Libor yen más 0.71%	Varios hasta 2014	2,608,275	20,950,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.90% y Prime yen de 1% a 2%	Varios hasta 2017	3,346,571	26,880,086
Total en yenes			17,657,846	141,830,086
En pesos				
Emisión de bonos	Certificados de la Tesorería de la Federación (Cetes) más 0.57% TIIE menos 0.07% a 0.7% y tasa fija de 7.19% y 9.91%	Varios hasta 2024	132,159,337	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIE más 0.55% a 2.4%	Varios hasta 2022	6,479,741	

		31 de diciembre de 2013		
	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
Total en pesos			138,639,078	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 4.2%	Varios hasta 2028	26,746,411	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	21,031,855	
Total del principal en moneda nacional	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	21,031,855	
Más:				
Intereses devengados				
Documentos por pagar a contratistas	(3)		9,815,002	
			14,278,221	
Total principal e intereses de la deuda			841,240,414	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			72,450,283	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo (3)			8,411,658	
Intereses devengados			9,815,002	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			90,676,943	
Deuda a largo plazo (Nota 13-c)			\$ 750,563,471	

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 en adelante	Total
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 90,676,943	\$ 65,124,562	\$ 81,602,221	\$ 66,772,810	\$ 68,085,223	\$ 468,978,655	\$ 841,240,414

	31 DE DICIEMBRE	
	2013 (I)	2012 (I)
Movimientos de la deuda:		
Saldo al inicio del año	\$ 786,858,600	\$ 783,154,616
Captaciones	241,939,473	385,419,743
Amortizaciones	(191,146,091)	(341,863,963)
Intereses devengados	2,170,843	(850,473)
Variación cambiaria	3,308,299	(40,561,801)
Primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	(1,890,710)	1,560,478
Saldo al final del año	\$ 841,240,414	\$ 786,858,600

i Este saldo incluye documentos a pagar de COPFS los cuales no generaron flujo de efectivo.

- 1 Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, las tasas eran las que siguen: LIBOR tres meses 0.2461% y 0.306%, respectivamente; LIBOR seis meses 0.348% y 0.50825%, respectivamente; Prima en yenes 1.475% y 1.475%, respectivamente; TIIE a 28 días 3.795% y 4.845%, respectivamente; TIIE a 91 días 3.8045% y 4.87%, respectivamente; Cetes a 28 días 3.18% y 3.91%, respectivamente; Cetes a 91 días 3.45% y 4.26%, respectivamente; Cetes a 182 días 3.55% y 4.4% respectivamente.
- 2 Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2013 y 2012, de bancos extranjeros fue de \$ 631,954,650 y \$ 594,949,120, respectivamente.
- 3 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:

	31 DE DICIEMBRE	
	2013	2012
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b)	\$ 786,858,600	\$ 783,154,616
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	8,411,658	12,016,502
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	\$ 5,866,563	\$ 9,526,517

- (a) 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 2013 y 2012, el saldo pendiente de pago era de \$ 11,387,225 y \$ 18,337,981, respectivamente.
- (b) 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 2013 y 2012, el saldo era de \$ 2,890,996 (US 221,083) y \$3,205,038 (US 246,350), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

AÑO	US\$
2014	25,267
2015	25,267
2016	25,267
2017	25,267
2018	25,267
2019 en adelante	94,748
Total	221,083

(4) Al 31 de diciembre 2013 y 2012, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

AÑO	31 de diciembre	
	2013	2012
Dólar estadounidense	\$ 13.0765	\$ 13.0101
Yen japonés	0.1245	0.15070
Libra esterlina	21.6560	21.1401
Euros	18.0194	17.1968
Franco suizo	14.7058	14.2451
Dólar canadiense	12.3076	13.0689
Total	11.6982	13.5045

13. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

PEMEX enfrenta riesgos de mercado originados por la volatilidad de los precios de hidrocarburos, tipos de cambio y tasas de interés, riesgo de crédito por la exposición al incumplimiento en sus inversiones y derivados financieros, así como riesgo de liquidez. Con el objetivo de supervisar y controlar estos riesgos, PEMEX ha desarrollado un marco normativo en materia de administración de riesgos financieros compuesto de políticas y lineamientos a través de los cuales se promueve un esquema integral de administración de estos riesgos, se regula el uso de Instrumentos Financieros Derivados (IFD) y se formulan las directrices para el desarrollo de estrategias de mitigación de riesgo.

La normatividad en materia de administración de riesgos financieros de PEMEX señala que los IFD deben ser utilizados con fines de mitigación de riesgos. El uso de los IFD para cualquier otro propósito debe ser aprobado conforme a las normas internas vigentes.

PEMEX tiene como política propiciar la reducción del impacto negativo en sus resultados financieros proveniente de cambios desfavorables en los factores de riesgo, promoviendo que la estructura de sus pasivos sea consistente con el patrón esperado de sus activos.

Asimismo, el Grupo PMI ha implementado un marco normativo en materia de administración de riesgos de mercado sobre commodities que incluye políticas, lineamientos y procedimientos para la administración del riesgo asociado a sus actividades comerciales de hidrocarburos, esto de acuerdo con las mejores prácticas de la industria, como son: 1) el uso de IFD con propósitos exclusivamente de cobertura, 2) segregación de funciones, 3) mecanismos de medición y monitoreo como la generación diaria de reportes de riesgo, el cálculo del valor en riesgo (VaR), pruebas de estrés sobre las principales exposiciones y 4) límites de VaR por unidad de negocio y global, y límites de pérdida (stop-loss). Asimismo, el Grupo PMI cuenta con un subcomité de administración de riesgos que supervisa las operaciones con IFD.

A. Administración de Riesgos

I. Riesgo de Mercado

II. Riesgo de tasa de interés

- PEMEX está expuesto a fluctuaciones en las tasas de interés de las posiciones en pasivo a tasa variable de algunos de sus instrumentos financieros. Las tasas a las que se tiene exposición son la London Interbank Offered Rate (LIBOR) en dólares y la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) en pesos. Al 31 de diciembre de 2013, aproximadamente 24.8% del total de la deuda consistió en deuda a tasa variable.
- En ocasiones, por motivos estratégicos o con el objetivo de compensar los flujos esperados de entrada y salida, PEMEX ha contratado swaps de tasa de interés. Bajo estos contratos, PEMEX ha adquirido la obligación de realizar pagos a una tasa de interés fija y el derecho a recibir pagos a tasa de interés flotante basados en la tasa LIBOR, en la TIIE o en una tasa calculada o referenciada a la TIIE.
- Al 31 de diciembre de 2013, PEMEX tiene contratado un swap de tasa de interés denominado en dólares por un monto nominal de US 750,000, a una tasa de interés fija de 2.38% y plazo a vencimiento de 10.13 años.
- De manera análoga, con el fin de eliminar la volatilidad asociada a las tasas de interés variable de los financiamientos a largo plazo, PMI-NASA tiene contratados swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal de US 127,883, a una tasa fija promedio ponderada de 4.16% y plazo a vencimiento promedio de 8.4 años.

- Por otro lado, PEMEX realiza inversiones en pesos y dólares, de acuerdo a la normativa interna aplicable, a través de portafolios constituidos con distintos objetivos, buscando rentabilidad sujeta a parámetros de riesgo que acotan la probabilidad de pérdida de capital. Los recursos de estos portafolios tienen por objeto cumplir con las obligaciones de PEMEX en pesos y en dólares.
- Las inversiones de los portafolios de PEMEX se encuentran expuestas a riesgos de tasas de interés nacionales e internacionales, a la sobretasa de instrumentos gubernamentales y no gubernamentales, y a la paridad UDI/MXP. Sin embargo, dichos riesgos están acotados mediante el establecimiento de límites de riesgo de mercado.

III. Riesgo de tipo de cambio

- Una cantidad significativa de los ingresos de PEMEX se deriva de las exportaciones de petróleo crudo y de algunos productos del petróleo, cuyos precios se determinan y son pagaderos en dólares. Además, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del IEPS (Impuesto Especial sobre Producción y Servicios), así como las ventas del gas natural y sus derivados y de los petroquímicos, están indizados a los precios internacionales denominados en dólares para estos productos. Únicamente las ventas de gas licuado del petróleo se encuentran denominadas en pesos y representan menos del 5% de los ingresos.
- Por otro lado, en lo que respecta a los egresos de PEMEX, los derechos por hidrocarburos se encuentran indizados a precios internacionales denominados en dólares y el costo de importación de los hidrocarburos que PEMEX adquiere para reventa en México o uso en sus instalaciones se determina en dólares; mientras que, el monto de gastos de inversión y operación de PEMEX se determinan en pesos.
- Como resultado de esta estructura de flujos de efectivo, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el valor del balance financiero de PEMEX en términos del peso, mientras que la apreciación del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. PEMEX considera que puede administrar este riesgo sin necesidad de contratar instrumentos de cobertura, debido a que el impacto de la fluctuación en el tipo de cambio entre el dólar y el peso sobre sus ingresos se compensa en gran parte, por el impacto en sus obligaciones.

- La mayor parte de la deuda de PEMEX está denominada en dólares o pesos. No obstante, no siempre es posible para PEMEX emitir deuda en estas monedas. Debido a la estructura de flujos mencionada anteriormente, las fluctuaciones en divisas distintas al dólar y el peso pueden incrementar los costos de financiamiento o generar una exposición al riesgo cambiario.
- Para las emisiones en monedas distintas al peso y al dólar, y exceptuando a las emisiones en UDI, desde 1991 PEMEX tiene como estrategia de mitigación de riesgo, utilizar IFD de tipo swap para convertir dicha deuda a dólares. Con el fin de cubrir el riesgo inflacionario, PEMEX tiene la estrategia de convertir a pesos la deuda denominada en UDI. Como resultado, PEMEX mantiene un portafolio de deuda con sensibilidad prácticamente nula a movimientos en los tipos de cambio de monedas distintas al dólar y el peso.
- Las divisas cubiertas a través de swaps de moneda son el euro, el franco suizo, el yen, la libra esterlina y el dólar australiano contra el dólar americano, y la UDI contra el peso.
- En 2013, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros y el inflacionario generado por la deuda en UDI, por un monto nominal agregado de US 2,028,701. En 2012, PEMEX contrató IFD del mismo tipo para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en francos suizos y dólares australianos con un monto nominal agregado de US 484,018.
- La mayoría de los swaps de moneda contratados por PEMEX son plain vanilla, excepto dos swaps contratados en 2002 y 2004 para cubrir exposición al yen y al euro, con vencimientos en 2023 y 2016, respectivamente. Estos swaps se denominan como swaps “extinguibles” y fueron contratados con el objetivo de poder contar con cobertura para estas obligaciones por ser, en su momento, de largo plazo. La principal característica de este tipo de IFD es que, ante la ocurrencia de alguno de los eventos de incumplimiento (default) especificados en la confirmación, el swap termina anticipadamente sin ninguna obligación de pago para las partes involucradas. Estos swaps tienen un monto nominal de US 241,352 y US 1,028,500, respectivamente.
- PEMEX registró al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 una (pérdida) rendimiento cambiario por \$ (3,951,492), \$ 44,845,661 y \$ (60,143,252), respectivamente, en el rubro correspondiente al costo financiero. La pérdida cambiaria de 2013 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar

de un tipo de cambio de \$13.0101 por US 1 a un tipo de cambio de \$ 13.0765 por US\$ 1 del 1º de enero al 31 de diciembre de 2013; lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 75.0% al 31 de diciembre de 2013, está denominada en moneda extranjera, por lo que la depreciación del peso dio como resultado la pérdida cambiaria. El rendimiento cambiario de 2012 se debió a la apreciación en un 7.5% del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 13.9904 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 13.0101 por US\$ 1 del 1º de enero al 31 de diciembre de 2012. La pérdida cambiaria de 2011 se debió a la depreciación del peso frente al dólar al pasar de un tipo de cambio de \$ 12.3571 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 13.9904 por US\$ 1 del 1º de enero al 31 de diciembre de 2011.

- Por otro lado, las empresas del Grupo PMI enfrentan riesgo de mercado generado por fluctuaciones del tipo de cambio, por lo que cuentan con políticas autorizadas por los Consejos de Administración de varias de sus compañías, que estipulan que los activos financieros denominados en una moneda distinta a la funcional serán inferiores al 5% de los activos financieros, excepto en los casos en que se tenga una obligación de pago en una moneda distinta a la funcional. En línea con lo anterior, ocasionalmente las empresas del Grupo PMI contratan IFD de tipo de cambio con el propósito de mitigar el riesgo asociado a su deuda denominada en monedas distintas al dólar.
- Las operaciones abiertas con IFD de PMI-HBV al 31 de diciembre de 2013, corresponden a operaciones tipo par forward para cubrir su exposición a créditos en euros, por un monto nominal de € 266,420.
- En lo que respecta a PMI-TRD, la mayor parte de los flujos de efectivo se generan por el comercio de productos refinados, petroquímicos y gases líquidos con PEMEX y con terceros en el mercado internacional, cuyos precios son determinados y pagaderos en dólares. La mayor exposición cambiaria de PMI-TRD se deriva del fondeo para el pago de impuestos en pesos y de manera secundaria, por la compra de productos en pesos para su venta en dólares en el mercado internacional, así como por costos de ventas denominados en moneda local.
- PMI-TRD considera que puede administrar el riesgo generado por el pago de impuestos en moneda local sin la necesidad de contratar instrumentos de cobertura, dado que la exposición a este riesgo es marginal comparada con el flujo total en su moneda funcional. Asimismo, en caso de que exista riesgo de tipo de cambio en sus operaciones comerciales, PMI-TRD puede implementar medidas de mitigación de riesgo, a través de la ejecución de IFD.

IV. Riesgo de precio de hidrocarburos

- PEMEX realiza periódicamente el análisis de su estructura de ingresos y egresos, con el fin de identificar los principales factores de riesgo de mercado a los que se encuentran expuestos los flujos de la Compañía en lo relativo a precios de los hidrocarburos. Con base en dicho análisis, PEMEX monitorea las posiciones en riesgo más importantes y cuantifica el riesgo de mercado que dichas posiciones generan en el balance financiero de la Compañía.
- PEMEX evalúa constantemente la implementación de estrategias de mitigación, incluyendo aquellas que involucran el uso de IFD, considerando la factibilidad operativa y presupuestaria de las mismas. PEMEX no realizó coberturas sobre los precios del crudo y sus derivados entre 2007 y 2013.
- Por otro lado, como servicio adicional a la oferta del suministro de Gas Natural (GN), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) ofrece a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de IFD sobre GN, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio del GN. Para llevar a cabo este servicio, PGPB contrata con 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 IFD con la posición opuesta a los IFD ofrecidos a PGPB con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A través del esquema anterior, PGPB mantiene su perfil natural de riesgo, con una exposición al riesgo de mercado prácticamente nula.
- Las ventas domésticas del Gas Licuado de Petróleo (GLP) de PGPB han estado sujetas a un mecanismo de control de precios impuesto por el Gobierno Federal. Este esquema genera una exposición al riesgo en las áreas geográficas donde se vende GLP importado. En el 2012, 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 precio del propano, el principal componente del GLP. En el mes de junio de 2012, PGPB realizó coberturas sobre el precio del propano por aproximadamente el 50% del volumen de importación para el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012. Durante 2013 no se realizaron coberturas de este tipo.

→ PMI-TRD enfrenta riesgo de mercado generado por las condiciones de compra y venta de productos refinados y líquidos del gas natural, así como por la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, por lo cual frecuentemente lleva a cabo operaciones con IFD para mitigar dicho riesgo, reduciendo así la volatilidad de sus resultados.

V. Riesgo de precio de títulos accionarios de terceros

→ PEMEX conserva una posición sintética larga (tenencia) sobre 67,969,767 acciones de la empresa Repsol, S. A. con el objetivo de mantener los derechos corporativos sobre esta cantidad de títulos. Lo anterior, se lleva a cabo a través de tres 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 dólares, los dividendos y los derechos corporativos, y paga a las contrapartes financieras de estos IFD una tasa de interés flotante y las minusvalías que experimenten dichos títulos.

→ Los IFD descritos tienen vencimientos entre marzo y octubre de 2014. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el valor de mercado de la acción de Repsol, S. A. es de € 18.320 y € 15.335, respectivamente.

→ Entre los meses de julio y septiembre de 2011, PEMEX adquirió a través de su filial PMI HBV 57,204,240 acciones de la empresa Repsol, S. A. Con el objetivo de proteger esta inversión, PMI HBV contrató un producto estructurado consistente de opciones tipo put largo, call corto y call largo con vencimientos en 2012, 2013 y 2014. La exposición al tipo de cambio asociada al financiamiento de las acciones fue cubierta mediante forwards de tipo de cambio del euro con vencimientos en 2012, 2013 y 2014. Los IFD que expiraron en 2013 y 2012 correspondían a 38,136,160 acciones, quedando IFD vigentes por 19,068,080 acciones. Aunque estos IFD fueron contratados con el propósito de cubrir la exposición al precio de la acción de Repsol, S. A., se decidió tratarlos contablemente como instrumentos de negociación.

VI. Cuantificación de riesgo de mercado

→ Con el fin de presentar la exposición al riesgo de mercado prevaleciente en los instrumentos financieros de PEMEX, a continuación se presentan los resultados de la cuantificación de riesgos que PEMEX realiza en apego a las prácticas internacionales de administración de riesgos.

Cuantificación de riesgo de tasa de interés

- La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. El VaR de los portafolios incorpora el riesgo de tasas y sobretasas. Adicionalmente, para los portafolios en moneda nacional, el VaR incluye el riesgo de variaciones en la inflación implícita en los títulos denominados en UDI. Para la gestión de los portafolios, el riesgo de tasa de interés se encuentra acotado a través de límites de VaR.
- El VaR de los portafolios de inversión de PEMEX al 31 de diciembre de 2013 es de \$(35.6) para el portafolio de Tesorería MXP, de \$ (215.5) para el portafolio de FOLAPE, de \$ (53.1) para el portafolio de FICOLAVI y de US\$ 0 para el portafolio de Tesorería USD.
- Además de encontrarse expuesto a un riesgo de tasa de interés en los IFD en los que está obligado a realizar pagos en tasa flotante, los IFD de PEMEX se encuentran expuestos a una volatilidad en el mark to market (MTM) por la variación en las curvas de tasas de interés utilizadas en su valuación.
- La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y de los financiamientos a un incremento de 1 punto base (pb) paralelo sobre curvas cupón cero. Para el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad tanto a las curvas con las que se valúan los IFD (Curvas Interbancarias), como con las curvas con las que se estimó el valor justo de la deuda (Curvas PEMEX). Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo no son utilizadas en la gestión debido a que, dado que PEMEX no tiene la intención de realizar prepagos de su deuda o cancelar sus derivados anticipadamente, no está expuesto al riesgo de tasa de interés derivado de sus obligaciones en tasa fija.

Divisa	Curvas Interbancarias		Sensibilidad neto	Curva PEMEX
	Sensibilidad financiamiento	Sensibilidad derivados		Sensibilidad financiamiento
AUD	44,933	(44,933)	-	43,470
Franco suizo	236,092	(236,092)	-	219,785
Euro	3,849,186	(3,849,183)	3	3,400,944
Libra esterlina	555,118	(555,118)	-	482,441
Yen	365,219	(365,219)	-	360,903
Peso	2,840,130	600,717	3,440,847	2,740,304
UDI	1,339,741	1,339,741	-	1,275,372
US\$	30,250,919	4,679,272	34,930,191	21,161,349
				Cifras en USD

- Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 25 pb las tasas de interés variables de los financiamientos, así como de sus coberturas correspondientes.
- Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, si las tasas de interés del ejercicio hubieran sido superiores en 25 pb y el resto de las variables hubieran permanecido constantes, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 4,993,915, la utilidad neta del ejercicio 2012 hubiera sido menor en \$ 5,319,309 y la pérdida neta del ejercicio 2011 hubiera sido mayor en \$ 6,040,635, esto como consecuencia de un incremento en el costo por intereses. Análogamente, si los niveles de las tasas hubiesen sido inferiores en 25 pb, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 4,993,915, la utilidad del ejercicio 2012 se hubiera incrementado en \$ 5,319,309 y la pérdida neta del ejercicio 2011 hubiera sido menor en \$ 6,040,635, como consecuencia de un menor costo por interés.

Cuantificación de riesgo de tipo de cambio

- Las inversiones de los portafolios de PEMEX no generan un riesgo cambiario debido a que los recursos de estos fondos sirven para cumplir con las obligaciones de PEMEX tanto en moneda nacional como en dólares.

- Los IFD de moneda se contratan con fines de cobertura del riesgo de cambio de los flujos de los financiamientos que se encuentran denominados en monedas distintas al peso y al dólar, así como el riesgo inflacionario proveniente de flujos de los financiamientos en UDI. Sin embargo, derivado de su tratamiento contable, los resultados del ejercicio se encuentran expuestos a la volatilidad del MTM por la variación en los tipos de cambio utilizados en su valuación.
- La cuantificación del riesgo de tipo de cambio para los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y los financiamientos a un incremento de 1% en los tipos de cambio de las divisas respecto al dólar. De manera análoga a la cuantificación de riesgo de tasas de interés, en el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad cambiaria considerando tanto Curvas Interbancarias como Curvas PEMEX. Adicionalmente se muestra el VaR histórico de la posición abierta remanente a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo para llevar a cabo las actividades de gestión de riesgos del portafolio de deuda, se realizan periódicamente análisis cuantitativos con el fin de estimar la magnitud de la exposición al riesgo cambiario generada por emisiones de deuda. A partir de dichos análisis, PEMEX ha seleccionado como estrategia para mitigar el riesgo moneda la contratación de los IFD que se muestran en la tabla en conjunto con los financiamientos a los que cubren:

Derivados de tasa y moneda

Divisa	Curvas Interbancarias		1% Neto	VaR 95% Neto	Curva PEMEX
	1% Financiamiento	1% Derivados			1% Financiamiento
AUD	(1,501,518)	1,501,518	-	-	(1,461,764)
Franco suizo	(9,596,046)	9,596,046	-	-	(9,293,359)
Euro	(72,456,392)	72,455,953	(439)	(299)	(67,313,083)
Libra esterlina	(8,536,371)	8,536,371	-	-	(7,662,961)
Yen	(14,582,598)	14,582,598	-	-	18,993,494
Peso	(91,513,213)	(19,352,163)	(110,865,376)	(122,377,944)	(19,344,143)
UDI	(19,903,106)	19,903,106	-	-	19,344,143)
					Cifras en USD

- Como se puede observar, los IFD contratados mitigan al 100% el riesgo cambiario inherente a los financiamientos.
- Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 10% el tipo de cambio observado entre el peso y el dólar americano. Esto con el propósito de determinar el impacto en resultados y patrimonio por las variaciones que se den como resultado de aplicar estos nuevos tipos a los saldos mensuales en los rubros de los activos y pasivos que estén denominados en dólares.
- Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, si el tipo de cambio del peso contra el dólar se hubiera depreciado en un 10% y el resto de las variables hubieran permanecido constantes, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 55,137,410, la utilidad neta del ejercicio 2012 hubiera sido menor en \$ 59,026,725 y la pérdida neta del ejercicio 2011 hubiera sido mayor en \$ 50,298,520, esto como consecuencia de una pérdida en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares que presenta PEMEX en la balanza de divisas. Análogamente, en el caso de una apreciación del peso respecto al dólar del 10%, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 55,137,410, la utilidad neta del ejercicio 2012 hubiera sido mayor en \$ 59,026,725 y la pérdida neta del ejercicio 2011 hubiera sido menor en \$ 50,298,520, esto originado como consecuencia de una ganancia en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares de la balanza de divisas.

Cuantificación de riesgo de títulos accionarios de terceros

- Los IFD sobre títulos accionarios de terceros no generan una exposición adicional al riesgo de los títulos accionarios, los cuales están expuestos tanto al riesgo de precio, como a un riesgo de cambio EUR/USD. La cuantificación del riesgo sobre títulos accionarios de terceros se realizó mediante el VaR histórico a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, sobre un año de historia del precio de la acción de Repsol, S. A. en euros convertido a dólares. Adicionalmente se presenta de manera informativa la sensibilidad del MTM ante un incremento de 1% en el tipo de cambio del euro respecto al dólar. Dichas métricas no son utilizadas en la gestión, debido a que la posición de este portafolio tiene un objetivo estratégico y no financiero.

Derivados de títulos accionarios de terceros	Acciones	Valor acciones	VaR EQ	Curva PEMEX
Divisa				1%
Euro	67,969,767	1,711,286,786)	(41,745,882)	17,087,994
Cifras en USD				

Riesgo por precio de hidrocarburos

- En ocasiones PGPB enfrenta riesgo de mercado generado por las posiciones que quedan abiertas entre el portafolio de IFD ofrecidos a los clientes nacionales y las coberturas contratadas con contrapartes internacionales. Al 31 de diciembre de 2013 el portafolio de IFD de Gas Natural de PGPB no tiene exposición al riesgo de mercado.
- En caso de existir exposición al riesgo de mercado, ésta se mide a través del VaR calculado a través de la metodología Delta-Gamma con un nivel de confianza del 95%, horizonte de 20 días y muestra de 500 observaciones, misma que se controla con el monitoreo del VaR y Capital en Riesgo (CaR) acotados por límites establecidos.
- Cabe señalar que no se realizó un análisis de sensibilidad para los instrumentos financieros denominados cuentas por cobrar y por pagar, como se definen en los estándares contables. Lo anterior, debido a que la liquidación de los mismos es de corto plazo, por lo que no se considera que exista un riesgo de mercado. La mayoría de estos instrumentos se encuentran referenciados al precio de los hidrocarburos.

- En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y contrastados con los límites máximos aplicables a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.
- El VaR global asociado a riesgo de mercado sobre commodities de PMI TRD al 31 de diciembre de 2013, calculado histórico al 99% de confianza, con dos años de historia, con un horizonte de un día, ascendió a \$ 248.7. De manera análoga, PMI-NASA está expuesto a riesgo de mercado asociado a los inventarios de materias primas y productos refinados, así como a la compra de petróleo crudo para el procesamiento en la Refinería de Deer Park, en una proporción igual a su interés en la refinería, teniendo un VaR de \$ 154.2, al 31 de diciembre de 2013. Estos valores fueron calculados al 99% de confianza y con un horizonte de un día.

VII. Riesgo de contraparte o de crédito

- Cuando el valor razonable de los IFD a cierta fecha es favorable para PEMEX, la Compañía se encuentra expuesta a perder dicho monto ante un evento de incumplimiento de las contrapartes. Para disminuir este riesgo, PEMEX monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y estima a su vez la exposición por riesgo de crédito de los IFD. Asimismo, PEMEX realiza operaciones primordialmente con instituciones financieras con una calificación crediticia mínima de BBB-, la cual es emitida y revisada periódicamente por agencias calificadoras de riesgo y, adicionalmente, mantiene un portafolio diversificado de contrapartes.
- Por otro lado, PEMEX tiene contratados diversos swaps de moneda de largo plazo, utilizando como mitigadores de riesgo, cláusulas de recouping (mediante las cuales, los pagos en los swaps son ajustados cuando el MtM excede el umbral especificado en la confirmación del swap), que limitan la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a un umbral específico. Estas cláusulas de recouping se activaron en swaps contratados para cubrir la exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas, siete de los cuales se activaron en 2012 y cuatro durante 2013. Esto resultó en el prepago del valor justo de los mismos y el reinicio de los términos del swap para que su valor razonable sea cero.

- De acuerdo con la norma NIIF13 - “Medición del Valor Razonable”, el valor razonable o MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorpora en el valor del instrumento las expectativas actuales de riesgo crediticio, reconociendo la probabilidad de incumplimiento de las contrapartes. Debido a lo anterior, PEMEX incorpora un Ajuste por Riesgo de Crédito (CVA por sus siglas en inglés) en el valor razonable de los IFD, de acuerdo a las mejores prácticas del mercado.
- Adicionalmente, con el fin de estimar la exposición crediticia a cada una de sus contrapartes financieras, se realizó el cálculo de la exposición potencial mediante la proyección de los distintos factores de riesgo utilizados en la valuación de cada IFD para la estimación del MTM a distintos plazos, considerando las cláusulas de mitigación de riesgo de crédito.
- A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Petróleos Mexicanos

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A+	42	79	120	153	161	108	0
A	115	356	327	86	42	42	0
A-	168	427	608	72	73	71	64
BBB+	96	198	313	301	359	0	0
BBB	74	321	201	256	145	77	25
BBB-	39	366	728	1,043	1,154	307	385

Cifras en millones de USD

- En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2013, la posición en moneda nacional de PEMEX de acuerdo con la calificación de las emisiones es la siguiente:

Calificación emisión* mxAAA	Valor nominal (millones de MXP)
mxAAA	\$ 600
mxA	150
mxA-1+	142
mxA-2	450
Total	\$1,342

*Calificación mínima entre S&P, Moody's y Fitch
Escala Nacional de corto plazo y largo plazo
No incluye Gobierno Federal

- No se incluye la posición de los bonos del Gobierno Federal Mexicano en pesos, pues se considera que no tienen riesgo de incumplimiento en dicha divisa.
- Al 31 de diciembre de 2013 PEMEX mantiene una inversión en una nota estructurada ligada a riesgo UMS (United Mexican States) y emitida por una institución financiera estadounidense con calificación BBB con vencimiento en junio de 2016 por un valor nominal de US 108,000. Periódicamente PEMEX monitorea la calidad crediticia del emisor y del subyacente con el fin de cuantificar la exposición al riesgo de crédito inherente a esta nota.
- Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD, Pemex Gas y Petroquímica Básica ha disminuido significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.
- Los clientes de Pemex Gas y Petroquímica Básica deben contar con un contrato de suministro de gas natural vigente y suscribir un contrato marco de coberturas, para contratar IFD con el Organismo Subsidiario. A partir del 2 de octubre de 2009 todas las operaciones con IFD deben ser respaldadas 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 2013 celebradas antes del 2 de octubre de 2009, en las cuales existe la posibilidad de que el cliente tuviera una condición crediticia exenta de presentar garantías; sin embargo dicha posibilidad se extiende hasta marzo de 2014. El Consejo de Administración de PGPB es quien autoriza la normatividad en materia crediticia del Organismo.

- Al 31 de diciembre de 2013, la cartera vencida de las ventas de gas natural de los sectores industrial y distribuidor representó menos del 1.00% de las ventas totales de PGPB.
- Al 31 de diciembre de 2013, PGPB mantiene operaciones con IFD con 33 clientes, de los cuales 26 son clientes industriales (79%), 6 son distribuidores (18%) y uno es mixto (3%). Con los clientes industriales se tiene el 50.4% del volumen total (MMBtu) de IFD, con los distribuidores el 46.4% y con el cliente mixto el 3.2%.
- Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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 respecto a los precios pactados en las operaciones de cobertura ha mantenido el valor razonable por debajo de 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.
- De forma análoga a lo realizado para Petróleos Mexicanos, se estimó la exposición crediticia del portafolio de IFD que mantiene PGPB a través de MGI. A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Pemex Gas y Petroquímica Básica

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A	1.6	1.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
A-	0.4	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0
BBB+	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cifras en millones de USD							

En PMI-TRD el riesgo de crédito asociado a los IFD se encuentra mitigado a través del uso de futuros e instrumentos estandarizados registrados en CME-Clearport.

- En PMI-HBV el riesgo de crédito asociado a los IFD está relacionado a contrapartes financieras que a su vez cuentan con un saldo acreedor a cargo de PMI-HBV, el cual es superior al valor justo de los IFD.

VIII. Riesgo de liquidez

- Actualmente PEMEX, a través de la planeación de financiamientos y la venta de dólares para el balanceo de las cajas, mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente tanto a sus gastos de operación e inversión, como a otras obligaciones de pago.
- Adicionalmente, PEMEX cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez: una en pesos por \$ 10,000,000, y dos en dólares por \$ 1,250,000 cada una, con vencimientos en diciembre de 2015, diciembre de 2016 y octubre de 2017, respectivamente.
- Finalmente, para el diseño de estrategias de inversión de sus portafolios, PEMEX selecciona los horizontes considerando los requerimientos de flujo en cada divisa a fin de mantener la disponibilidad de los recursos.
- Por otro lado, en el Grupo PMI, el riesgo de liquidez está mitigado a través de diversos mecanismos; el más importante es la Tesorería Centralizada o “In House Bank”, la cual tiene acceso a una línea sindicada de hasta US 700,000 y excesos de capital en custodia. Adicionalmente, las empresas del Grupo PMI cuentan con acceso a líneas de crédito bilaterales con instituciones financieras hasta por un monto de US 250,000.
- Las empresas del Grupo PMI monitorean sus flujos de efectivo en forma diaria y cuidan su imagen crediticia en los mercados financieros. El riesgo de liquidez se mitiga a través de la observancia de las razones financieras mínimas/máximas permisibles contempladas en sus políticas aprobadas por sus Consejos de Administración.

→ Las siguientes tablas muestran un desglose de vencimientos, así como el valor razonable, del portafolio de deuda de PEMEX y los IFD al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

- Para las obligaciones de deuda, estas tablas presentan los flujos de efectivo del capital y tasas de interés promedio ponderadas para la deuda a tasa fija.
- Para swaps de tasa de interés y swaps de moneda, estas tablas presentan el monto del nocional y el promedio ponderado de las tasas de interés esperadas (de acuerdo a lo contratado) a la fecha de vencimiento.
- Las tasas variables promedio ponderadas están basadas en las tasas forward implícitas en la curva de rendimiento en la fecha de reporte.
- Para gas natural, el volumen se presenta en millones de British thermal units (MMBtu), y el promedio fijado y precios de ejercicio son presentados en dólares por MMBtu.
- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Reuters y Bloomberg. Respecto a gas natural, las curvas forward se obtienen de la plataforma de KiodeX Risk Workbench.
- Los precios utilizados en las transacciones comerciales y en los IFD de PMI-TRD son índices publicados por fuentes reconocidas y ampliamente utilizadas en el mercado internacional, como los son CME-NYMEX, Platts, Argus, entre otros.
- El valor razonable se calcula de manera interna, descontando con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original.
- Para todos los instrumentos, las tablas muestran los términos de los contratos, con la finalidad de determinar flujos futuros, de acuerdo con sus fechas de vencimientos.

DESGLOSE CUANTITATIVO POR AÑO DE VENCIMIENTO DE LA DEUDA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 ¹

La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

	2014	2015	2016	2017
Pasivos				
Deuda vigente				
Tasa fija (dólares)	\$ 18,827,853	\$ 30,599,245	\$ 8,012,990	\$ 7,282,939
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (yenes)	1,128,140	1,128,140	726,869	363,422
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (libras)	-	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (pesos)	-	9,500,000	7,498,990	-
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (UDI)	-	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (euros)	500	46	15,316,513	21,511,809
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (francos suizos)	7,352,900	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (dólares australianos)	-	-	-	1,747,544
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Total de deuda a tasa fija	27,309,393	41,227,431	31,555,362	30,905,714
Tasa variable (dólares)	25,497,804	14,778,763	38,952,740	12,424,670
Tasa variable (yen)	2,608,275	-	-	-
Tasa variable (euros)	4,779,803	-	-	-
Tasa variable (pesos)	20,666,667	9,118,368	11,094,119	23,442,426
Total de deuda a tasa variable	53,552,549	23,897,131	50,046,859	35,867,096
Deuda total	\$ 80,861,942	\$ 65,124,562	\$ 81,602,221	\$ 66,772,810

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2013 de \$ 13.0765= USD\$ 1.00; \$ 0.1245 = 1.00 Yen; \$ 21.6560 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.058731 = 1.00 UDI; \$ 18.0194 = 1.00 Euro; \$ 14.7058 = 1.00 Franco suizo y \$ 11.6982 = 1.00 Dólar australiano.

Fuente: PEMEX

	2018	2019 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Pasivos				
Deuda vigente				
Tasa fija (dólares)	\$ 54,091,020	\$ 304,856,256	\$ 423,670,303	\$ 447,282,809
Tasa de interés promedio (%)	-	-	5.4470%	
Tasa fija (yenes)	-	3,735,000	7,081,571	7,714,998
Tasa de interés promedio (%)	-	-	2.9070%	
Tasa fija (libras)	-	7,528,128	7,528,128	10,022,857
Tasa de interés promedio (%)	-	-	8.2500%	
Tasa fija (pesos)	-	51,230,219	68,229,209	72,738,704
Tasa de interés promedio (%)	-	-	8.1873%	
Tasa fija (UDI)	-	26,746,411	26,746,411	25,295,383
Tasa de interés promedio (%)	-	-	3.6143%	
Tasa fija (euros)	-	41,245,103	78,073,971	88,219,672
Tasa de interés promedio (%)	-	-	4.9780%	
Tasa fija (francos suizos)	-	4,403,283	11,756,183	12,200,636
Tasa de interés promedio (%)	-	-	3.1255%	
Tasa fija (dólares australianos)	-	-	1,747,544	1,917,297
Tasa de interés promedio (%)	-	-	6.1250%	
Total de deuda a tasa fija	54,091,020	439,744,400	624,833,320	665,392,357
Tasa variable (dólares)	13,994,202	15,177,965	120,826,144	123,407,193
Tasa variable (yen)	-	7,968,000	10,576,275	10,995,410
Tasa variable (euros)	-	-	4,779,803	5,041,659
Tasa variable (pesos)	-	6,088,290	70,409,870	71,159,977
Total de deuda a tasa variable	13,994,202	29,234,255	206,592,092	210,604,238
Deuda total	\$ 68,085,222	\$ 468,978,655	\$ 831,425,412	\$ 875,996,595

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2013 de \$ 13.0765= USD\$ 1.00; \$ 0.1245 = 1.00 Yen; \$ 21.6560 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.058731 = 1.00 UDI; \$ 18.0194 = 1.00 Euro; \$ 14.7058 = 1.00 Franco suizo y \$ 11.6982 = 1.00 Dólar australiano.

Fuente: PEMEX

DESGLOSE CUANTITATIVO POR AÑO DE VENCIMIENTO DE LA DEUDA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 ¹

La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

	2014	2015	2016	2017
Pasivos				
Deuda vigente				
Tasa fija (dólares)	\$ 18,065,918	\$ 10,739,796	\$ 29,100,931	\$ 6,657,348
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (yenes)	1,365,548	1,365,548	1,365,548	879,832
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (libras)	8,456,040	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (pesos)	2,600,000	-	9,500,000	7,498,540
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (UDI)	-	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (euros)	8,599,310	477	44	14,617,302
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (francos suizos)	-	7,122,574	-	-
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Tasa fija (dólares australianos)	-	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-
Total de deuda a tasa fija	39,086,816	19,228,395	39,966,523	29,653,022
Tasa variable (dólares)	47,754,190	18,915,934	12,810,116	37,632,511
Tasa variable (yen)	-	3,157,165	-	-
Tasa variable (euros)	4,581,525	4,581,525	-	-
Tasa variable (pesos)	13,820,733	20,658,367	9,115,190	11,142,846
Total de deuda a tasa variable	66,156,448	47,312,992	21,925,306	48,775,357
Deuda total	\$ 105,243,264	\$ 66,541,386	\$ 61,891,829	\$ 78,428,379

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2012 de \$ 13.01010= USD\$1.00; \$0.15070 = 1.00 Yen japonés; \$ 21.14040 = 1.00 Libra esterlina; \$4.874624 = 1.00 UDI; \$17.19680 = 1.00 Euro; \$14.24510 = 1.00 Franco suizo y \$13.50450 = 1.00 Dólar australiano.

	2018	2019 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Pasivos				
Deuda vigente				
Tasa fija (dólares)	\$ 5,916,768	\$ 289,010,070	\$ 359,490,832	\$ 409,508,428
Tasa de interés promedio (%)	-	-	5.51%	
Tasa fija (yenes)	439,902	4,521,000	9,937,376	10,025,412
Tasa de interés promedio (%)	-	-	2.83%	
Tasa fija (libras)	-	7,341,929	15,797,969	18,975,682
Tasa de interés promedio (%)	-	-	7.85%	
Tasa fija (pesos)	-	32,825,083	52,423,623	53,759,282
Tasa de interés promedio (%)	-	-	8.13%	
Tasa fija (UDI)	-	25,769,564	25,769,564	21,955,725
Tasa de interés promedio (%)	-	-	6.82%	
Tasa fija (euros)	20,498,240	17,196,800	60,912,174	70,308,401
Tasa de interés promedio (%)	-	-	5.83%	
Tasa fija (francos suizos)	-	4,264,960	11,387,534	11,792,235
Tasa de interés promedio (%)	-	-	3.13%	
Tasa fija (dólares australianos)	2,015,893	-	2,015,893	2,195,044
Tasa de interés promedio (%)	-	-	6.1250%	
Total de deuda a tasa fija	28,870,803	380,929,406	537,734,965	598,520,209
Tasa variable (dólares)	11,376,909	16,463,678	144,953,337	142,226,642
Tasa variable (yen)	-	9,644,800	12,801,965	11,718,065
Tasa variable (euros)	-	-	9,163,050	9,852,056
Tasa variable (pesos)	18,470,405	-	73,207,542	71,861,151
Total de deuda a tasa variable	29,847,314	26,108,478	240,125,894	235,657,914
Deuda total	\$ 58,718,117	\$ 407,037,884	\$ 777,860,859	\$ 834,178,124

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2012 de \$ 13.01010 = USD\$1.00; \$0.15070 = 1.00 Yen japonés; \$ 21.14040 = 1.00 Libra esterlina; \$4.874624 = 1.00 UDI; \$17.19680 = 1.00 Euro; \$14.24510 = 1.00 Franco suizo y \$13.50450 = 1.00 Dólar australiano.

DESGLOSE CUANTITATIVO POR AÑO DE VENCIMIENTO DE LOS INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS CONTRATADOS CON PROPÓSITOS DISTINTOS A NEGOCIACIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 ⁽¹⁾⁽²⁾

La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

	2013	2014	2015
Instrumentos de Cobertura⁽²⁾⁽⁴⁾			
IFD de Tasa de Interés Swaps de Tasa de Interés (Dólares americanos)			
Variable a Fija	\$ 86,064	\$ 90,117	\$ 94,348
Tasa de pago promedio	4.53%	4.53%	4.52%
Tasa de cobro promedio	1.76%	1.86%	2.10%
Swaps de Tasa de Interés (pesos)	7,500,000	-	-
Variable a Fija	11.49%	-	-
Tasa de pago promedio	4.79%	-	-
Tasa de cobro promedio	-	-	-
IFD de Divisas			
Swaps de Moneda			
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	8,443,555	-	-
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	1,071,123	3,673,141	1,071,123
Recibe libras esterlinas/ Paga Dólares americanos	8,880,564	-	-
Recibe UDI/ Paga pesos	-	-	-
Recibe Francos Suizos/ Paga Dólares americanos	-	6,225,657	-
Recibe Dólares Australianos/ Paga Dólares americanos	-	-	-
Forward de Tipo de Cambio			
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	7,181,512	4,581,512	-
	(En miles de acciones)		
IFD de Activo/Patrimonio Opciones sobre acciones de Repsol, S. A.	19,070	-	-
Instrumentos Contratados con Fines de Negociación			
IFD de Activo/Patrimonio Swaps de Activos sobre acciones de Repsol, S. A.	58,680	-	-

N.A. = No aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ La información en esta tabla ha sido calculada usando un tipo de cambio al 31 de Diciembre de 2013 de \$ 13.0765 = US\$ 1.00 y \$ 18.0194 = 1.00 euro.

² La Administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

³ Los números positivos representan un valor razonable favorable a PEMEX.

⁴ Las políticas y procedimientos de administración de riesgos del Grupo PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos, sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.

	2016	2017	2018 en adelante
Instrumentos de Cobertura⁽²⁾⁽⁴⁾			
IFD de Tasa de Interés Swaps de Tasa de Interés (Dólares americanos)			
Variable a Fija	\$ 98,557	\$ 103,310	\$ 430,350
Tasa de pago promedio	4.52%	4.51%	4.44%
Tasa de cobro promedio	2.56%	3.07%	3.95%
Swaps de Tasa de Interés (pesos)	-	-	-
Variable a Fija	-	-	-
Tasa de pago promedio	-	-	-
Tasa de cobro promedio	-	-	-
IFD de Divisas			
Swaps de Moneda			
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	13,380,888	22,350,116	16,226,808
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	670,813	335,398	14,282,414
Recibe libras esterlinas/ Paga Dólares americanos	-	-	8,460,559
Recibe UDI/ Paga pesos	-	-	21,935,663
Recibe Francos Suizos/ Paga Dólares americanos	-	-	4,274,575
Recibe Dólares Australianos/ Paga Dólares americanos	-	2,022,550	-
Forward de Tipo de Cambio			
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	-	-	-
	(En miles de acciones)		
IFD de Activo/Patrimonio Opciones sobre acciones de Repsol, S. A.	-	-	-
Instrumentos Contratados con Fines de Negociación			
IFD de Activo/Patrimonio Swaps de Activos sobre acciones de Repsol, S. A.	-	-	-

N.A. = No aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ La información en esta tabla ha sido calculada usando un tipo de cambio al 31 de Diciembre de 2013 de \$ 13.0765 = US\$ 1.00 y \$ 18.0194 = 1.00 euro.

² La Administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

³ Los números positivos representan un valor razonable favorable a PEMEX.

⁴ Las políticas y procedimientos de administración de riesgos del Grupo PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos, sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.

	Valor total en libros	Valor razonable ³
Instrumentos de Cobertura⁽²⁾⁽⁴⁾		
IFD de Tasa de Interés Swaps de Tasa de Interés (Dólares americanos)		
Variable a Fija	\$ 902,745	\$ (81,142)
Tasa de pago promedio	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	N.A.	N.A.
Swaps de Tasa de Interés (pesos)	7,500,000	-252,778
Variable a Fija	N.A.	N.A.
Tasa de pago promedio	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	6.82%	
IFD de Divisas		
Swaps de Moneda		
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	60,401,367	52,516
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	21,104,012	662,872
Recibe libras esterlinas/ Paga Dólares americanos	17,341,123	98,085
Recibe UDI/ Paga pesos	21,935,663	1,367,252
Recibe Francos Suizos/ Paga Dólares americanos	10,500,232	803,148
Recibe Dólares Australianos/ Paga Dólares americanos	2,022,550	132,749
Forward de Tipo de Cambio		
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	11,763,024	-41,795
		(En miles de pesos nominales)
IFD de Activo/Patrimonio		
Opciones sobre acciones de Repsol, S. A.	38,140	1,433,769
Instrumentos Contratados con Fines de Negociación		
IFD de Activo/Patrimonio		
Swaps de Activos sobre acciones de Repsol, S. A.	58,680	(2,030,668)

N.A. = No aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ La información en esta tabla ha sido calculada usando un tipo de cambio al 31 de Diciembre de 2013 de \$ 13.0765 = US\$ 1.00 y \$ 18.0194 = 1.00 euro.

² La Administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

³ Los números positivos representan un valor razonable favorable a PEMEX.

⁴ Las políticas y procedimientos de administración de riesgos del Grupo PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos, sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.

B. Valor razonable de los instrumentos financieros derivados

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 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 PMI son del tipo europeo, con puts y/o calls simples, y son valuadas internamente con el enfoque clásico del modelo denominado Black-Scholes o con ciertas variaciones sobre éste.

PEMEX de conformidad a la política establecida, ha analizado los diferentes contratos celebrados y ha determinado que, de acuerdo a las cláusulas de los mismos, éstos no presentan todos los términos que requieran segregar al derivado implícito. De acuerdo con lo anterior, al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 no se han reconocido efectos por derivados implícitos por moneda.

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 el estado de situación financiera. Sin embargo, estos IFD no cumplen con los requerimientos estrictos de la norma contable 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 costo financiero dentro de los resultados del ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el valor razonable neto de los IFD vigentes o posiciones abiertas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$ 457,158 y \$ 2,173,692, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nominal de los IFD del tipo OTC (over the counter), vigentes o posiciones abiertas al 31 de diciembre de 2013 y 2012, considerados por las razones antes expuestas, como operaciones con fines de negociación. Debe hacerse notar que:

- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Reuters y Bloomberg, respecto a gas natural, las curvas forward se obtienen de la plataforma de Kiodex Risk Workbench.
- Cuando las cotizaciones no están disponibles, el valor razonable se calcula de manera interna, descontando con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original.
- La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

IFD	Posición	31 de Diciembre de 2013		31 de Diciembre de 2012	
		Valor Nocional	Valor Razonable	Valor Nocional	Valor Razonable
Swaps de activos	PEMEX paga flotante en USD y recibe rendimiento total sobre acciones de Repsol, S. A.	\$ 21,751,402	\$ 545,379	\$ 17,414,977	\$ (2,030,668)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en MXP y recibe flotante en MXP PIP IRS 182d.	-	-	7,500,000	-252,778
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	9,807,375	100,454	-	-
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nocional en UDI.	16,105,371	(195,500)	15,395,443	29,415
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	10,069,385	629,582	6,540,220	1,337,837
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	6,320,558	3,519	7,359,585	1,355,238
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 3M + spread y recibe flotante en JPY Libor 3M + spread.	2,615,300	-14,337	2,602,020	559,122
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.	11,199,274	-3,006,164	11,142,406	-1,251,488
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	77,118,535	1,153,442	60,401,367	52,516
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en GBP.	-	-	8,880,564	-403,796
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	8,322,630	90,303	8,460,559	501,881
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	10,553,822	1,132,123	10,500,232	803,148
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe	2,032,873	-178,770	2,022,550	132,749

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ El importe de los swaps de petrolíferos correspondiente al 31 de diciembre de 2013 se presenta dentro del activo circulante como parte del rubro de efectivo y equivalentes de efectivo por considerarse totalmente líquidos.

IFD	Posición	31 de Diciembre de 2013		31 de Diciembre de 2012	
		Valor Nocial	Valor Razonable	Valor Nocial	Valor Razonable
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	-97,301	5,731	-505,595	159,110
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	95,493	-3,965	498,239	-153,745
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	415,243	23,928	374,048	13,979
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	-415,380	-23,755	-374,461	-13,733
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	1,672,263	-64,435	902,745	-81,142
Forward de tipo de cambio	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR	4,800,666	158,144	11,765,925	-41,795
Opciones sobre acciones	PEMEX compra put, vende call y compra call	19,068,080 acciones	101,458	38,140,000 acciones	1,433,769
	Subtotal		457,138		2,149,619
IFD	Mercado	Volumen millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen millones de barriles	Valor Razonable
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	(3.95)	(58,229)	(1.8)	24,073
	Subtotal		(58,229)		24,073
	Total		\$ 398,910		\$ 2,173,692

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ El importe de los swaps de petrolíferos correspondiente al 31 de diciembre de 2013 se presenta dentro del activo circulante como parte del rubro de efectivo y equivalentes de efectivo por considerarse totalmente líquidos.

Tipos de cambio \$ 13.0765 y \$ 13.0101 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$ 18.0194 pesos por euro al 31 de diciembre de 2013, \$ 17.1968 pesos por euro al 31 de diciembre de 2012.

Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, PEMEX reconoció una utilidad (pérdida) neta de \$ 1,310,973, \$ (6,257,648) y \$ (1,419,183), respectivamente, reportada en el CF, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación.

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

Las siguientes tablas muestran la ubicación en el estado consolidado de situación financiera y el valor razonable de los IFD, tanto de las posiciones vigentes o abiertas como de las posiciones cerradas no realizadas, de PEMEX al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

		Derivados en el activo	
		Valor razonable 31 de diciembre	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2013	2012
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Forwards	Instrumentos financieros derivados	158,156	-
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	119,367	1,433,769
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	23,930	13,979
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	991,346	31,762
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	5,342,656	7,211,988
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	5,731	159,110
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	80,908
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	100,454	-
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	118,637
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		6,741,640	9,050,153
Total activo		\$ 6,741,640	\$ 9,050,153

		Derivados en el pasivo	
		Valor razonable 31 de diciembre	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2013	2012
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Forwards	Instrumentos financieros derivados	-	(41,795)
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	(17,901)	-
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(23,757)	(13,733)
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	(445,966)	(2,062,429)
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	(5,728,458)	(4,095,366)
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(3,965)	(153,746)
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-9,490
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	(64,435)	(333,919)
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	(42,333)
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		(6,284,482)	(6,752,811)
Total pasivo		\$ (6,284,482)	\$ (6,752,811)
Total IFD neto		\$ 457,158	\$ 2,297,342

La siguiente tabla presenta el rendimiento (pérdida) neto por IFD reconocido en los resultados de PEMEX por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, y el rubro del estado consolidado de resultado integral en el que se localizan.

Derivados no designados como instrumentos de cobertura	Ubicación del rendimiento (pérdida) reconocida en el estado consolidado de resultados integrales por derivados	Importe del rendimiento (pérdida) reconocida en el estado consolidado de resultados integrales por derivados		
		31 de diciembre		
		2013	2012	2011
Derivados implícitos	Costo financiero	-	-	(277,042)
Forwards	Costo financiero	186,857	(120,753)	(280,248)
Futuros	Costo financiero	(129,329)	(1,098,645)	(1,880,401)
Opciones sobre acciones	Costo financiero	(1,241,765)	1,418,503	(1,275,188)
Opciones de gas natural	Costo financiero	3,587	6,402	31,451
Swaps de activos	Costo financiero	4,726,258	(7,211,961)	2,129,389
Swaps de divisas	Costo financiero	(2,166,762)	664,773	571,822
Swaps de gas natural	Costo financiero	8,931	1,472	71,071
Swaps de petrolíferos	Costo financiero	(89,020)	(130,662)	(594,694)
Swaps de propano	Costo financiero	20	205,366	-
Swaps de tasa de interés	Costo financiero	58,744	(103,123)	(192,618)
Otros	Costo financiero	(46,548)	110,980	233
Total		\$ 1,310,973	\$ (6,257,648)	\$ (1,696,225)

C. Jerarquías de valor razonable

PEMEX valúa sus instrumentos financieros bajo metodologías estándar comúnmente aplicadas en los mercados financieros. Los supuestos e insumos utilizados por PEMEX se encuentran clasificados en el Nivel 2 de la jerarquía del valor razonable, tomando como base la descripción que a continuación se presenta.

Los valores razonables determinados por insumos del Nivel 1, utilizan precios cotizados en mercados financieros, para activos o pasivos idénticos. Los valores razonables determinados por los insumos del Nivel 2 están basados en precios cotizados para activos o pasivos similares en mercados activos y en otros insumos, distintos a los precios cotizados, que se observan o aplican a esos activos o pasivos. Los insumos del Nivel 3 son insumos no observables para los activos o pasivos e incluyen situaciones en las que no existe o hay poca actividad en el mercado para éstos. Se utilizan técnicas de valuación apropiadas, basadas en los insumos disponibles, para medir el valor razonable de los activos y pasivos de PEMEX.

Cuando están disponibles, PEMEX calcula el valor razonable usando insumos del Nivel 1, debido a que éstos generalmente proveen la evidencia más confiable del valor razonable.

PEMEX evalúa periódicamente su exposición a los precios internacionales de hidrocarburos, tasas de interés y tipos de cambio y utiliza IFD como mecanismo para mitigar fuentes potenciales de riesgo.

Las tablas siguientes presentan información de los activos y pasivos de PEMEX medidos a valor razonable e indican la jerarquía, de acuerdo con la definición anteriormente descrita, de los insumos utilizados para determinar el valor razonable al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Jerarquía del valor razonable			Total al 31 de diciembre de 2013
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Activos				
Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ 6,741,640	\$ -	\$ 6,741,640
Inversiones en instrumentos de patrimonio	17,728,490	81	-	17,728,571
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	-	16,779,501	-	16,779,501
Pasivos				
Instrumentos financieros derivados	-	\$ 1,310,973	\$ (6,257,648)	\$ (1,696,225)

	Jerarquía del valor razonable			Total al 31 de diciembre de 2012
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Activos				
Instrumentos financieros derivados	\$ -	9,050,153	\$ -	\$ 9,050,153
Inversiones en instrumentos de patrimonio	15,771,202	57	-	15,771,259
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	-	14,646,263	-	14,646,263
Pasivos				
Instrumentos financieros derivados	-	(6,752,811)	-	(6,752,811)

Cuando las cotizaciones de mercado no están disponibles para medir el valor razonable de los instrumentos financieros de PEMEX, entonces, PEMEX utiliza insumos del Nivel 2 para calcular el valor razonable, los cuales están basados en cotizaciones provenientes de fuentes de información comerciales como Reuters y Bloomberg. Estas cotizaciones de mercado son ajustadas internamente usando modelos estándar de precios de mercado para IFD de tasa de interés, moneda, activos y commodities.

El valor razonable estimado del resto de los activos y pasivos financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, en términos nominales, se muestra en la siguiente tabla

	31-Diciembre-2013		31-Diciembre-2012	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 80,745,719	\$ 80,745,719	\$ 119,234,891	\$ 119,234,891
Cuentas, documentos por cobrar y otros	122,512,011	122,512,011	133,009,511	133,009,511
Pasivos				
Proveedores	106,745,193	106,745,193	61,513,451	61,513,451
Cuentas y gastos acumulados por pagar	14,194,719	14,194,719	9,315,539	9,315,539
Porción circulante de la deuda a largo plazo	90,676,943	90,676,943	114,241,005	114,241,005
Deuda a largo plazo	750,563,471	795,134,654	672,617,595	719,937,119

El valor razonable de los activos y pasivos financieros presentados en la tabla anterior se muestran solo con carácter informativo.

El valor razonable de los activos financieros circulantes y de los pasivos a corto plazo es igual a su valor nominal, ya que debido a que su vencimiento es a corto plazo, el valor nominal es muy cercano al valor razonable correspondiente.

El valor razonable de la deuda a largo plazo se estima utilizando cotizaciones provenientes de importantes fuentes comerciales de información. Estas cotizaciones de mercado son ajustadas internamente usando modelos de precios estándar. Como resultado de los supuestos utilizados, los valores razonables estimados no necesariamente representan los términos reales en los cuales las operaciones existentes pueden ser liquidadas.

La información relativa a los rubros de efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas, documentos por cobrar y otros, inversiones en instrumentos de patrimonio, inversiones permanentes en acciones de compañías no asociadas y deuda se detalla en las Notas 5, 6, 8, 9 y 12, respectivamente.

14. BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

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. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo. PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, 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.

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.

Durante el período analizado no se realizaron cambios a los beneficios de los planes, ni hubo eventos de reducción y extinción anticipada de obligaciones.

Los montos totales reconocidos por estas obligaciones se muestran a continuación:

	31 Diciembre	
	2013	2012
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del período	\$ 1,106,039,249	\$ 1,270,595,644
Pasivo por otros beneficios a largo plazo	13,168,621	17,945,115
Pasivo por beneficios definidos al final del período reconocido en el estado consolidado de situación financiera	\$ 1,119,207,870	\$ 1,288,540,759

BENEFICIOS AL RETIRO Y POST EMPLEO

CAMBIOS EN EL PASIVO NETO PROYECTADO

	31 Diciembre	
	2013	2012
Pasivo por beneficios definidos al inicio del período	\$ 1,270,595,644	\$ 849,254,113
Cargo a resultados del período	120,154,689	91,481,743
Pago de beneficios definidos	-3,965,258	-4,490,055
Contribuciones al fondo	-33,210,277	-30,796,230
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral	-247,535,549	365,146,073
Pasivo por beneficios definidos al final del año	\$ 1,106,039,249	\$ 1,270,595,644

El monto de las (ganancias) y pérdidas actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo por \$ (247,535,549), generadas en el período 2013 y por \$ 365,146,073 en 2012, independientemente del incremento normal que sufrieron de un año a otro las obligaciones por concepto de cambios en la población, edad, antigüedad, salario, pensiones y prestaciones, obedecen, principalmente, a la modificación de las siguientes hipótesis financieras:

- I. El incremento en las tasas de descuento y de rendimiento de los activos del plan, de 6.90% a 8.45%.
- II. La tasa de incremento de servicios médicos de 6.79% a 7.65%.

CAMBIOS EN LOS ACTIVOS DEL PLAN

	31 Diciembre	
	2013	2012
Activos del plan al inicio del año	\$ 5,049,225	\$ 4,977,231
Rendimiento esperado de los activos	975,488	1,187,856
Pagos con cargo al fondo	(34,819,235)	(31,490,428)
Contribuciones de la empresa al fondo	33,210,277	30,796,230
Ganancia actuarial de activos	(97,326)	(421,664)
Activos del plan al final del año	\$ 4,318,429	\$ 5,049,225

CAMBIOS EN LAS OBLIGACIONES POR BENEFICIOS DEFINIDOS

	31 Diciembre	
	2013	2012
Obligaciones por beneficios definidos al inicio del año	\$ 1,275,644,867	\$ 854,161,562
Costo laboral del servicio actual	34,677,009	20,518,547
Costo financiero	86,393,563	71,820,624
Costo por servicios pasados	(66,637)	7,745
Pagos de beneficios definidos	(38,723,945)	(35,915,595)
Ganancias y pérdidas actuariales en la OBD	(247,567,178)	365,051,984
Obligaciones por beneficios definidos al final del año	\$ 1,110,357,679	\$ 1,275,644,867

Debido a que al inicio y al final del período se presentó un déficit por obligaciones laborales, no se aplicó la prueba de techo.

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -13.17% y 16.73%, respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 23.29% y 17.76%, respectivamente en las obligaciones.

La tabla base de mortalidad es la EMSSA2009 de la Circular S-22.2 de la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas. Asimismo, es la indicada en las recomendaciones de la SHCP para valuaciones actuariales 2012 de las dependencias y entidades de la administración pública federal.

Los efectos mencionados anteriormente fueron determinados considerando el método de crédito unitario proyectado, que es el mismo que se utilizó en la valuación anterior.

La contribución esperada para el Fondo en Fideicomiso para el próximo período asciende a \$ 38,029,665.

La duración promedio de la obligación de beneficios definidos es de 18.4 años.

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 tienen un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria.

La distribución de los activos del plan a la fecha de presentación de información es la siguiente:

	31 Diciembre	
	2013	2012
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 1,622,166	\$ 3,017,245
Instrumentos de patrimonio	541,262	410,357
Instrumentos de deuda	2,155,001	1,621,623
Suman los activos del plan	\$ 4,318,429	\$ 5,049,225

Las tablas siguientes presentan información de los activos del plan medidos a valor razonable e indican su jerarquía, conforme a lo establecido en la NIIF 13, al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

	Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2013			
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	Total
Activos del plan				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 1,622,166	–	–	\$ 1,622,166
Instrumentos de patrimonio	541,262	–	–	541,262
Instrumentos de deuda	2,155,001	–	–	2,155,001
Total	\$ 4,318,429	\$ –	\$ –	\$ 4,318,429

	Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2012			
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	Total
Activos del plan				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 3,017,245	–	–	\$ 3,017,245
Instrumentos de patrimonio	410,357	–	–	410,357
Instrumentos de deuda	1,621,623	–	–	1,621,623
Total	\$ 5,049,225	\$ –	\$ –	\$ 5,049,225

Los principales supuestos actuariales utilizados para determinar la obligación de los beneficios definidos para el plan se muestran a continuación:

	31 Diciembre	
	2013	2012
Tasa de incremento de los salarios	5.10%	5.10%
Tasa de incremento de las pensiones	4.60%	4.60%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	6.79%
Supuesto de inflación	4.00%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	8.45%	6.90%

La tasa de descuento se determinó con base en el rendimiento de bonos gubernamentales a la fecha de reporte y considerando la duración promedio de la obligación de beneficios definidos.

Otros beneficios a largo plazo

Petróleos Mexicanos tiene establecidos otros planes de beneficios a largo plazo para sus trabajadores, mismos que corresponden a la prima de antigüedad pagadera por invalidez, 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 separación. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo.

Durante el período analizado no se realizaron cambios a los beneficios de los planes, ni hubo eventos de reducción y extinción anticipada de obligaciones.

Los montos reconocidos por estas obligaciones en los estados consolidados de resultados integrales son los siguientes:

	31 Diciembre	
	2013	2012
Pasivo/(Activo) por beneficios definidos al inicio del período	\$ 17,945,114	\$ 12,824,520
Cargo a resultados del período	2,658,122	2,086,252
Pérdida (ganancia) reconocida en resultados	-7,434,615	3,034,342
Pasivo por beneficios definidos al final del período	\$ 13,168,621	\$ 17,945,114

Los principales supuestos actuariales utilizados para determinar la obligación de los beneficios definidos para el plan son los siguientes:

	31 Diciembre	
	2013	2012
Tasa de incremento de los salarios	5.10%	5.10%
Supuesto de inflación	4.00%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	8.45%	6.90%

La tasa de descuento se determinó con base en el rendimiento de bonos gubernamentales a la fecha de reporte y considerando la duración promedio de la obligación de beneficios definidos.

15. PROVISIÓN PARA CRÉDITOS DIVERSOS

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

	31 Diciembre	
	2013	2012
Provisión gastos taponamiento de pozos	\$ 46,118,080	\$ 48,153,060
Provisión juicios en proceso (ver Nota 23)	17,624,737	9,977,366
Provisión gastos protección ambiental (ver Nota 23)	5,466,581	5,672,368
	\$ 69,209,398	\$ 63,802,794

A continuación se muestra el análisis de la cuenta de provisión para taponamiento de pozos, juicios en proceso y gastos ambientales:

	Taponamiento de pozos	
	31 Diciembre	
	2013	2012
Saldo al inicio del año	\$ 48,153,060	\$ 42,507,002
Incremento de la provisión contra el activo fijo	3,518,799	2,547,962
Tasa de descuento contra resultados	(5,240,305)	3,552,924
Aplicación de la provisión	(313,474)	(454,828)
Saldo al final del año	\$ 46,118,080	\$ 48,153,060

	Taponamiento de pozos	
	31 Diciembre	
	2013	2012
Saldo al inicio del año	\$ 48,153,060	\$ 42,507,002
Incremento de la provisión contra el activo fijo	3,518,799	2,547,962
Tasa de descuento contra resultados	(5,240,305)	3,552,924
Aplicación de la provisión	(313,474)	(454,828)
Saldo al final del año	\$ 46,118,080	\$ 48,153,060

	Juicios en proceso	
	31 Diciembre	
	2013	2012
Saldo al inicio del año	\$ 9,977,366	\$ 8,421,697
Incremento de la provisión contra el activo fijo	8,722,029	2,452,104
Tasa de descuento contra resultados	(324,607)	(724,716)
Aplicación de la provisión	(750,051)	(171,719)
Saldo al final del año	\$ 17,624,737	\$ 9,977,366

	Juicios en proceso	
	31 Diciembre	
	2013	2012
Saldo al inicio del año	\$ 5,672,368	\$ 5,527,919
Incremento de la provisión contra el activo fijo	534,574	1,489,955
Tasa de descuento contra resultados	(208,307)	(971,469)
Aplicación de la provisión	(532,054)	(374,037)
Saldo al final del año	\$ 5,466,581	\$ 5,672,368

Provisiones para taponamiento

PEMEX crea una provisión para los costos futuros de taponamiento de las instalaciones de producción de petróleo y los oleoductos en forma descontada al momento de instalar dichas instalaciones.

La provisión para taponamiento representa el valor presente de los costos de taponamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas. Estas provisiones se han creado con base en las estimaciones internas de PEMEX. Con base en el entorno económico actual, se han realizado supuestos que, de acuerdo con la administración, constituyen una base razonable sobre la cual se estima el pasivo futuro. Estas estimaciones son revisadas con regularidad para tomar en cuenta cualquier cambio material en los supuestos. Sin embargo, los costos de taponamiento reales dependerán a la larga de los precios de mercado futuros para los trabajos de taponamiento necesarios, los cuales reflejarán las condiciones de mercado en el momento que se realicen los trabajos.

Además, el momento de taponamiento seguramente dependerá del momento en que los yacimientos dejen de tener producción, tasas económicamente viables, lo que, a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo y gas, los cuales son inherentemente inciertos.

17. IMPUESTOS, DERECHOS Y APROVECHAMIENTOS

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. 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 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios a excepción de PEP.

Este régimen fue modificado en 2007, 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012.

El régimen fiscal para Pemex-Exploración y Producción que establece la Ley Federal de Derechos (LFD) sufrió modificaciones que entraron en vigor el 1º de enero de 2013, como se menciona a continuación:

- I. Se modifica el inventario de campos marginales.
- II. El umbral del derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo (DESEP) fue de US\$ 86 por barril en 2013 y de US\$ 85 por barril en 2012.

El régimen fiscal de PEMEX contempla los siguientes derechos:

a. Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH)

- La tasa aplicable en 2013 y 2012 es del 71.5%. 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 (incluyen parte de las inversiones, más algunos costos, gastos y derechos).
- De acuerdo con el pago provisional del mes de diciembre de 2013, PEP causó DOSH por un total de \$ 717,343,752, el cual se acreditó de la siguiente forma: anticipos diarios \$ 231,601,625, anticipos semanales \$ 231,601,760 y pagos provisionales mensuales por \$ 254,070,440, quedando un saldo a cargo por \$ 69,927. Durante 2012 este derecho causó \$ 747,623,002, acreditándose con anticipos diarios, semanales y pagos provisionales mensuales por \$ 233,925,606, \$ 233,925,517 y \$ 278,417,852, respectivamente.

→ 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 Norma Internacional de Contabilidad 12 “Impuesto a las Ganancias”, en un período 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 fiscal de 2016, cuya declaración anual se presenta en el año 2017.

b. Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (DSHFE)

→ PEP está obligado al pago anual 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 petróleo crudo (DESEP)

→ 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 (US\$ 86 en 2013 y US\$ 85 en 2012), precio considerado en la Ley de Ingresos de la Federación, por el volumen total de exportación acumulado de petróleo crudo mexicano. El DESEP 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.

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

→ La tasa aplicable para 2013 y 2012, fue del 0.65% sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. El importe pagado se distribuirá en 4 fondos en diferentes proporciones conforme a la LFD:

- Fondo Sectorial CONACYT- SE- Hidrocarburos.
- Fondo CONACYT- SE- Hidrocarburos para la formación de recursos humanos.
- Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del IMP.
- Fondo Sectorial CONACYT- SE-Sustentabilidad Energética.

e. Derecho para la fiscalización petrolera (DEFIPE)

→ La tasa aplicable para el ejercicio 2013 es del 0.003% sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído en el año. La recaudación se destinará a la Auditoría Superior de la Federación.

f. Derecho sobre extracción de hidrocarburos (DSEH)

→ Para 2013 este derecho se causa aplicando una tasa fija del 15% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos de cada uno de los campos señalados en la LFD, siendo éstos 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.

Con fecha 1° de enero de 2012 la autoridad transfirió el campo Remolino como campo marginal, después de esta clasificación el organismo cuenta con 28 campos segregados de Chicontepec.

- III. Los campos en aguas profundas.

Durante 2013 no hubo extracción de crudo y gas natural de campos en aguas profundas.

IV. Los campos marginales únicamente respecto de 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 SHCP autorizó la inclusión de 14 campos más al inventario de campos marginales a partir de enero de 2012.

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

g. Derecho especial sobre hidrocarburos (DESH)

- Para 2013 este derecho se causa aplicando una tasa del 30% a la diferencia que resulte entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate y las deducciones permitidas por la LFD (parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos).
- Cuando la producción acumulada del campo de que se trate sea mayor a 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se aplicará la tasa del 36% al valor de la producción que exceda de dicho monto.
- El monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones no podrá ser superior al 60% del valor del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año del campo de que se trate, ni a US\$ 32.50. Dicho monto se actualiza cada año empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los Estados Unidos de Norteamérica (E.U.A.). Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 los montos actualizados son de US\$ 36.77 y US\$ 36.46, respectivamente.
- Los campos a los que se refiere este derecho son los señalados en las fracciones I, II, III, y IV del inciso f. de esta Nota.

h. Derecho adicional sobre hidrocarburos (DASH)

- Para 2013 PEP está obligado al pago anual cuando el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate sea mayor a US\$ 60. Este último monto se actualizará cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los E.U.A. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 los montos actualizados son de US\$ 67.88 y US\$ 67.31, respectivamente.

- Este derecho se calculará aplicando una tasa de 52% al resultado que se obtenga de realizar el procedimiento que se muestra a continuación:
 - I. Se calculará la diferencia entre el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate y US\$ 60.
 - II. El resultado que se obtenga conforme a la fracción anterior se multiplicará por el volumen de petróleo crudo equivalente extraído en el campo de que se trate en el año.

- Los campos a los que se refiere este derecho son los señalados en las fracciones I, II, III y IV del inciso f. de esta Nota.

i. Derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos (DRSEEH)

- La tasa aplicable para 2013 es del 0.03% sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. El valor de estos productos se calculará de acuerdo con lo establecido para el régimen general (DOSH). A cuenta de este derecho se realizan pagos provisionales mensuales dentro de los siete días hábiles después de terminado el mes de calendario correspondiente. La recaudación se destinará a cubrir el presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- En los derechos antes citados se efectuarán pagos provisionales mensuales, los cuales podrán acreditarse en el pago anual del derecho que corresponda.

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.

→ La dinámica de los precios internacionales de los hidrocarburos y de los productos petrolíferos, así como el precio de venta de PEMEX, ocasionó que en 2013, 2012 y 2011 se presentara un efecto de tasa negativa del IEPS. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el efecto de la tasa negativa del IEPS reconocido como otro ingreso fue de \$ 94,466,039, \$ 214,102,498 y \$ 178,869,172, respectivamente.

k. Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)

→ El IRP, aplicable a los Organismos Subsidiarios 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 emita la SHCP, de acuerdo con la LIF vigente al 31 de diciembre 2013, 2012 y 2011.

→ La provisión del IRP se integra como sigue:

	31 Diciembre		
	2013	2012	2011
IRP causado	\$ 4,705,201	\$ 3,176,510	\$ 555,335
IRP diferido	(917,658)	(783,591)	(1,232,725)
Total de IRP	\$ 3,787,543	\$ 2,392,919	\$ (677,390)

→ Durante 2013 PEMEX, a excepción de PEP, ha realizado anticipos diarios y semanales determinados por la SHCP que ascienden a \$ 750,440 y \$ 750,464, respectivamente, dando un total de \$ 1,500,904, los cuales se acreditarán del pago anual del IRP. Durante 2012 los anticipos diarios y semanales determinados por la SHCP ascendieron a \$ 758,718 y \$ 758,854, respectivamente, dando un total de \$ 1,517,572, mismos que se acreditaron 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 2014. 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 los 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 los Organismos Subsidiarios.
- Los principales conceptos que originan el saldo del pasivo por IRP diferido son:

	31 Diciembre	
	2013	2012
IRP diferido activo		
Anticipos de clientes	\$ 50,895	\$ 49,907
Provisiones para juicios y otros	103,282	348,481
Reserva de gasto de protección ambiental	178,830	223,204
Valuación de cuentas por cobrar	67,317	–
Valuación de inventarios	96,852	–
ISR diferido activo	497,176	621,592
Reserva de valuación	(263,304)	–
IRP activo diferido, netos	233,872	621,592
IRP diferido (pasivo)		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(23,903,298)	(25,196,617)
IRP diferido pasivo	(23,903,298)	(25,196,617)
Pasivo a largo plazo, neto	\$ (23,669,426)	\$ (24,575,025)

- 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:

	31 Diciembre		
	2013	2012	2011
Gasto "esperado"	\$ 54,674,666	\$ 5,945,580	\$ 2,126,212
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	2,736,501	(835,493)	(1,416,820)
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	(1,360,929)	(813,093)	(1,214,613)
Participación en inversiones	(52,276,542)	(3,070,490)	(779,667)
Gastos no deducibles	130,377	809,303	681,254
Otros, neto	(116,530)	357,112	(73,756)
Gasto por impuestos al rendimiento	\$ 3,787,543	\$ 2,392,919	\$ (677,390)

e. 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.
- El resultado contable difiere del resultado fiscal debido principalmente a efectos de inflación, diferencias entre depreciación, gastos no deducibles y otros.
- Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, dichas compañías generaron ISR como se muestra a continuación:

	31 Diciembre		
	2013	2012	2011
ISR causado	\$ 4,641,531	\$ 1,664,257	\$ 3,281,445
ISR diferido	(889,301)	190,852	356,589
Total de ISR	\$ 3,752,230	\$ 1,855,109	\$ 3,638,034

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

	31 Diciembre	
	2013	2012
ISR diferido activo		
Provisiones	\$ 732,499	\$ 47,081
Pasivo laboral	183,009	295,449
Anticipo de clientes	127,245	99,639
Pasivos acumulados	20,524	822,924
Cuentas incobrables	24,666	24,541
Instrumentos financieros derivados	102,131	24,771
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ¹	1,069,216	-
ISR diferido activo	2,259,290	1,314,405
ISR diferido (pasivo)		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(2,077,648)	(2,167,435)
Otros	(1,078,752)	(773,863)
ISR diferido pasivo	(3,156,400)	(2,941,298)
Pasivo a largo plazo, neto	\$ (897,110)	\$ (1,626,893)

¹ Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen vencimiento en el año 2023.

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

	31 Diciembre		
	2013	2012	2011
Gasto "esperado"	\$ 4,445,349	\$ 1,422,051	\$ 3,319,998
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	(106,974)	(30,714)	24,352
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	(34,860)	278,347	(4,569)
Gastos no deducibles	72,841	2,107	153,856
Otros, neto ¹	(624,126)	183,318	144,397
Gasto por impuesto sobre la renta	\$ 3,752,230	\$ 1,855,109	\$ 3,638,034

¹ El efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales de PMI CIM se encuentra presentado en el rendimiento (pérdida) integral por un monto de \$ 159,518, \$ 267,215 y \$ 29,746 en 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

18. PATRIMONIO

Patrimonio permanente

a. Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH)

- LEI 31 de diciembre de 1990, cierta deuda de Petróleos Mexicanos, al Gobierno Mexicano, fue capitalizada como patrimonio. Esta capitalización ascendió a \$ 22,334,195 en términos nominales y fue autorizada por el Consejo de Administración. En diciembre de 1997, el Consejo de Administración y el Gobierno Federal acordaron una reducción al patrimonio en relación con los Certificados de Aportación "A", mediante un pago en efectivo al Gobierno Federal por \$ 12,118,050. Al 31 de diciembre de 2012, el valor de los Certificados de Aportación "A" fue de \$ 49,604,835 (valor histórico de \$ 10,216,145 más un ajuste de \$ 6,318 y un incremento por actualización de \$ 39,382,372). El 24 de diciembre de 2013, el Gobierno Federal realizó una contribución al patrimonio de Petróleos Mexicanos por \$ 65,000,000 en forma de Certificados de Aportación "A".
- El convenio de capitalización entre PEMEX y el Gobierno Federal estipula que los Certificados de Aportación "A" constituyen el patrimonio permanente. Los certificados de aportación "A" se integran como sigue:

	Importe
Certificados de Aportación "A"	\$ 10,222,463
Incremento por actualización, hasta diciembre de 2007	39,382,372
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2012	49,604,835
Incremento en certificados de Aportación "A"	65,000,000
Certificados de Contribución "A" al 31 de diciembre de 2013	\$ 114,604,835

b. Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos

- El 16 de diciembre de 2013, el Gobierno Federal retiró \$ 65,000,000 del patrimonio de PEMEX. El 19 de diciembre de 2013, el Consejo de Administración reconoció el retiro realizado por el Gobierno Federal. Dicho retiro fue registrado como disminución en las Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos en el rubro correspondiente en el estado consolidado de variaciones en el patrimonio.
- En diciembre de 2013, el Gobierno Federal aportó la cantidad de \$ 1,583,100 al Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos ("FEIIP"). Esta contribución se registró en las Aportaciones del Gobierno de Federal a Petróleos Mexicanos en el rubro correspondiente del estado consolidado de variaciones en el patrimonio por el año terminado al 31 de diciembre de 2013.
- En 2013, el Gobierno Federal autorizó una aportación de \$ 2,000,000 al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros ("FEIPEMEX"). Este importe se pagó al FEIPEMEX hasta el 27 de enero de 2014, y por lo tanto fue reconocido como una Contribución Suscrita no exhibida en el estado consolidado de variaciones en el patrimonio por el año terminado al 31 de diciembre de 2013.

c. Reserva legal

- Bajo las leyes mexicanas, cada una de las Compañías Subsidiarias requiere destinar un determinado porcentaje de sus utilidades netas a la reserva legal, hasta que dicho monto alcance un importe equivalente a un determinado porcentaje del capital social de cada compañía subsidiaria. En 2013, la reserva legal se incrementó en \$ 24,370 debido a la consolidación de nuevas empresas.

d. Pérdidas acumuladas

- PEMEX ha incurrido en pérdidas acumuladas 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. El Gobierno Federal ha concentrado sus esfuerzos en consolidar la estrategia institucional de PEMEX y una de las acciones más

importantes fue la emisión del decreto del 20 de diciembre de 2013, por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía (ver Nota 1), la cual permitirá darle una mayor autonomía en la toma de decisiones y viabilidad en su operación.

e. Participación no controladora

- El 1° de julio de 2005, PEMEX celebró un contrato de opciones con el Banco Privado BNP Paribas y Trust Cayman Ltd. para adquirir el 100% de las acciones de Pemex Finance Ltd. Como resultado de lo anterior, los resultados financieros de Pemex Finance Ltd, se incluyen en estos estados financieros consolidados de PEMEX.
- Por lo anterior, bajo IFRS el estado consolidado de variaciones en el patrimonio y el estado consolidado de resultados integrales presentan la participación no controladora, debido al hecho de que PEMEX no posee en la actualidad ninguna de las acciones de Pemex Finance, Ltd.
- Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la participación no controladora en el patrimonio fue de \$ 503,882 y \$ 698,453, respectivamente.

19. OTROS INGRESOS Y GASTOS

Los otros ingresos y gastos se integran al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 como se muestra a continuación:

	31 Diciembre		
	2013	2012	2011
Efecto de la tasa negativa del IEPS	\$ 94,466,039	\$ 214,102,498	\$ 178,869,172
Otros	8,184,140	6,284,045	15,744,402
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.	2,159,847	2,052,818	204,605
Reversión de deterioro de activos fijos	1,650,642	-	11,689,832
Adhesión y mantenimiento de franquicias	999,491	930,140	910,067
Total de otros ingresos	107,460,159	223,369,501	207,418,078
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(25,608,835)	-	(6,855,535)
Otros gastos	(15,285,119)	(13,190,572)	(10,021,932)
Siniestros	(2,039,355)	(1,159,966)	(1,420,750)
Total de otros gastos	(42,933,309)	(14,350,538)	(18,298,217)
Otros ingresos, neto	\$ 64,526,850	\$ 209,018,963	\$ 189,119,861

20. INGRESOS Y COSTOS FINANCIEROS

Los otros ingresos y gastos se integran al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 como se muestra a continuación:

	31 Diciembre		
	2013	2012	2011
Rendimiento por derivados financieros	\$ 15,791,510	\$ 20,683,047	\$ 26,386,424
Intereses a favor	8,735,699	2,531,791	4,197,810
	\$ 24,527,209	\$ 23,214,838	\$ 30,584,234
Intereses a cargo	\$ (39,586,484)	\$ (46,010,543)	\$ (35,153,558)
Costo por derivados financieros	(14,480,537)	(26,940,695)	-28,082,649)
	\$ (54,067,021)	\$ (72,951,238)	\$ (63,236,207)

21. PARTES RELACIONADAS

Todos los saldos y operaciones significativas entre las entidades que conforman el grupo PEMEX, son eliminados en la preparación de los estados financieros consolidados. Los saldos y operaciones con partes relacionadas se deben principalmente a: (I) la venta y compra de productos, (II) la facturación de servicios administrativos, (III) prestamos financieros entre partes relacionadas. Las operaciones entre entidades del grupo se llevaron a cabo en condiciones y precios de mercado.

De conformidad con la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, todos los trabajadores de PEMEX están obligados a excusarse de intervenir, por motivo de su encargo, en cualquier forma en la atención, tramitación, o resolución de asuntos en los que se tenga un interés personal, familiar, o de negocios, incluyendo aquellos de los que pueda resultar algún beneficio para él, su cónyuge, parientes consanguíneos o por afinidad hasta el cuarto grado, o parientes civiles, o para terceros con los que tenga relaciones profesionales, laborales o de negocios o para socios o sociedades de las que el servidor público o las personas antes referidas formen o hayan formado parte.

El término de partes relacionadas incluye a personas físicas y morales que no pertenecen al grupo PEMEX, pero que, como consecuencia de su relación con PEMEX, pueden tomar ventaja de estar en una situación privilegiada. Del mismo modo, esto se aplica a los casos en los que PEMEX pudiera tomar ventaja de alguna relación privilegiada y obtener beneficios en su posición financiera o resultados de operación.

Las principales transacciones con la alta dirección que PEMEX ha identificado son las siguientes:

El Lic. Pedro Joaquín Coldwell, Secretario de Energía y Presidente del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos participa con anterioridad a su nombramiento de fecha 1º de diciembre de 2012 en el capital social de las siguientes sociedades, mismas que tienen celebrados contratos de franquicias con PR para la compraventa de gasolina y otros productos, así como para la prestación de otros servicios relacionados.

- 60% de las acciones de Servicio Cozumel, S. A. de C. V., una sociedad localizada en Cozumel, Estado de Quintana Roo, que se constituyó el 1º de febrero de 1994.
- En esta sociedad también participan los CC. Pedro Oscar Joaquín Delbouis y Nassim Joaquín Delbouis, hijos del Secretario de Energía, con un porcentaje del 20% cada uno.
- 40% de las acciones de Planta de Combustible Cozumel, S. A. de C. V., una sociedad localizada en Cozumel, Estado de Quintana Roo, que se constituyó el 1º de febrero de 1994.
- En dicha empresa también participa el C. Fausto Nassim Joaquín Ibarra, padre del Secretario de Energía, con un porcentaje del 60%.
- 40% de las acciones de Gasolinera y Servicios Juárez, S. A. de C. V., una sociedad localizada en Cozumel Estado de Quintana Roo, que se constituyó el 14 de diciembre de 1995.
- En esta sociedad también participan los CC. Fausto Nassim Joaquín Ibarra e Ignacio Nassim Ruiz Joaquín, padre y sobrino del Secretario de Energía, respectivamente, con porcentajes del 40% y 20%, en su orden.
- 20% de las acciones de Combustibles Caleta, S. A. de C. V., una sociedad localizada en Cozumel, Estado de Quintana Roo, que se constituyó el 19 de noviembre de 2001.
- En esta empresa también participan los CC. Pedro Oscar Joaquín Delbouis y Nassim Joaquín Delbouis, hijos del Secretario de Energía, con porcentajes del 20% cada uno.
- Asimismo, participan los CC. Fausto Nassim Joaquín Ibarra e Ignacio Nassim Ruiz Joaquín, padre y sobrino del Lic. Pedro Joaquín Coldwell, respectivamente, con porcentajes del 20% cada uno.
- 25% de las acciones de Combustibles San Miguel, S. A. de C. V., una sociedad localizada en Cozumel, Estado de Quintana Roo, que se constituyó el 12 de mayo de 2008.
- En esta empresa también participan los CC. Pedro Oscar Joaquín Delbouis y Nassim Joaquín Delbouis, hijos del Secretario de Energía, con porcentajes del 25% cada uno.
- De igual forma, participa el C. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín, sobrino del Lic. Pedro Joaquín Coldwell, con un porcentaje del 25%.

- 25% de las acciones de Combustibles Tatich, S. A. de C. V., una sociedad localizada en Cozumel, Estado de Quintana Roo, que se constituyó el 27 de diciembre de 2009.
- En esta empresa también participan los CC. Pedro Oscar Joaquín Delbouis y Nassim Joaquín Delbouis, hijos del Pedro Joaquín Coldwell, con porcentajes del 25% cada uno.
- De igual forma, participa el C. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín, sobrino del declarante, con un porcentaje del 25%.

Las franquicias citadas están documentadas en un contrato que contienen los mismos términos y condiciones generales que PR otorga a todos sus franquiciatarios.

Remuneración de consejeros y principales funcionarios

El monto de los beneficios de corto plazo pagados a los principales funcionarios de PEMEX durante los ejercicios fiscales terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, ascendió aproximadamente a \$ 174,800, \$ 167,800 y \$ 154,400 respectivamente. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la Nota 14. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros profesionales, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2013, 2012 y 2011 se efectuaron pagos por \$ 13,600, \$ 13,600 y \$ 13,700, respectivamente a los consejeros profesionales de PEMEX con motivo del ejercicio de su cargo.

Compensaciones y prestaciones

Como prestación a los empleados, se otorgan préstamos administrativos a todos los trabajadores de conformidad con los programas establecidos en el Contrato Colectivo y en el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, respectivamente. Estos préstamos administrativos son otorgados a cada trabajador que sea elegible, en una cantidad que asciende hasta un máximo de cuatro meses de salario y se deducen del mismo durante un período de uno a dos años, a elección del empleado. La mayoría de los empleados de PEMEX aprovecha esta prestación. El monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a los principales funcionarios al 31 de diciembre de 2013 y 2012, fue de \$23,016 y \$21,785, respectivamente. Al 31 de marzo de 2014, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$21,605.

22. COMPROMISOS

- a. PMI 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 de 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 Maalob Zaa, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a \$9,844,001 y \$11,169,054, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, PEMEX 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 son como sigue:

Año	Pagos
2014	\$ 1,331,122
2015	1,375,412
2016	890,967
2017	589,436
2018	589,659
Más de 5 años	5,067,405
Total	\$ 9,844,001

- c. El Organismo tiene 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.

El valor estimado remanente del contrato durante la vigencia asciende a la cantidad de \$ 558,718 al 31 de diciembre de 2013 y \$ 617,055 al 31 de diciembre de 2012.

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	Pagos
2014	\$ 140,012
2015	140,012
2016	140,142
2017	138,552
Total	\$ 558,718

- d. 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.

El valor estimado de los COPF al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es como sigue:

Fecha de contratación	Bloque	2013	2012
21 de noviembre de 2003	Cuervito	59,160	45,558
28 de noviembre de 2003	Misión	435,343	639,002
14 de noviembre de 2003	Reynosa-Monterrey	12,422	1,966,108
8 de diciembre de 2003	Fronterizo	34,204	72,948
23 de marzo de 2005	Pirineo	254,912	348,582
3 de abril de 2007	Nejo	752,338	919,368
20 de abril de 2007	Monclova	296,452	718,545
12 de mayo de 2008	Burgos VII	61,146	171,891
Otros gastos	(15,285,119)	(13,190,572)	(10,021,932)
Siniestros	(2,039,355)	(1,159,966)	(1,420,750)
Total		US\$ 2,202,278	US\$ 5,179,892

- e.** Durante 2013 y 2012, PEP celebró contratos integrales de exploración y producción para el desarrollo de campos maduros en Altamira, Ebano, Nejo, Panuco y San Andrés localizados en la región norte y Magallanes, Santuario y Carrizo localizados en la región sur de México, respectivamente. Cada contrato tiene plazo de hasta 25 años. Los pagos a los contratistas de conformidad con los 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 2013 PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 2,060,562 y en la región sur por \$ 2,255,333. Al 31 de diciembre de 2012, PEMEX no realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados anteriormente.
- f.** PEP ha contratado la construcción de dos plataformas marinas auto elevables por un valor aproximado de US\$509,116. El Organismo ha otorgado un anticipo de US\$42,000 por cada plataforma para iniciar los trabajos de construcción, los cuales se estima tendrán una duración aproximada de dos años y el valor remanente de las plataformas se pagará a través de un arrendamiento financiero por un período 10 años, al término del cual se ejercerá la opción de compra con el pago de 1 dólar por cada plataforma para su adquisición.
- g.** Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, PEMEX tenía contratos de obra y prestación de servicios celebrados con diversos contratistas por un importe estimado de \$630,776,122 y \$470,232,689, respectivamente para el desarrollo de diversas obras.

23. PARTES RELACIONADAS

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 llevan a cabo 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 equipo, mantenimiento, mano de obra y materiales.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la provisión para gastos a incurrir para corregir este tipo de irregularidades asciende a \$ 5,466,581 y \$ 5,672,368, 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, de amparo y de arbitraje cuya resolución final se desconoce a la fecha de estos estados financieros. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$ 17,624,737 y \$ 9,977,366, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales:

- 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. El 30 de abril de 2012, la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio notificó a las partes el laudo final de cuantificación, el cual determinó que

PR y Petróleos Mexicanos deben pagar US\$311,178 y que CONPROCA debe pagar US\$29,038. El 27 de julio de 2012, PR y Petróleos Mexicanos presentaron demanda de nulidad del laudo final de cuantificación, que fue admitida en el Juzgado Décimo Primero de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal (exp. 485/2012). El 12 de noviembre de 2013, la Juez declaró improcedente la nulidad del laudo arbitral de cuantificación sin que se condenara al pago de costas. Contra tal resolución CONPROCA y las demandadas interpusieron juicio de amparo directo, que fueron radicados en el Cuarto Tribunal Colegiado en Materia Civil del Primer Circuito (D.C. 3/2014 y D.C. 4/2014 respectivamente), mismos que a la fecha de estos estados financieros no se han resuelto. El 14 de diciembre de 2011, CONPROCA interpuso demanda de reconocimiento de laudo en la Corte del Distrito Sur de Nueva York en Estados Unidos. El 17 de octubre de 2013, dicha Corte del Distrito Sur dictaminó que la acción debe ser suspendida hasta que se revise la sentencia de cualquier tribunal mexicano que determine la validez del laudo en México.

- En diciembre de 2004, 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). El 16 de diciembre de 2009 se emitió laudo, en el que se condena a PEP a pagar a COMMISA 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, PEP fue notificado que COMMISA solicitó el reconocimiento y ejecución del laudo ante la Corte del Distrito Sur de Nueva York en Estados Unidos, caso número 10-CV-00206-AKH, habiéndose dictado sentencia el 2 de noviembre de 2010, reconociendo el laudo y ordenando a PEP a pagar US\$ 355,864. El 15 de noviembre de 2010, PEP presentó una moción ante la Corte de Apelaciones del Segundo Distrito contra dicha resolución. PEP demandó la nulidad de laudo arbitral ante el Juez Quinto de Distrito en materia Civil del Distrito Federal en cuyo procedimiento, por sentencia de 24 de octubre de 2011, se declaró la nulidad del laudo arbitral. Basados en la nulidad del laudo, la Corte de Apelaciones de Estados Unidos dejó sin efectos la sentencia emitida por el Juez del Distrito Sur de Nueva York, remitiéndole el caso para que considerara este hecho. El 25 de septiembre de 2013, el Juez

emitió la orden y sentencia final, mediante la cual se confirma el laudo arbitral plenamente, por lo que PEP está obligado a pagar a COMMISA US\$ 465,060 por concepto de recuperación de laudo, y cada parte cubrirá el IVA respectivo ordenado a pagar en el laudo arbitral. En noviembre de 2013, PEP depositó el monto señalado por el juez como garantía para que se aceptara el recurso de apelación presentado por PEP, que a la fecha de estos estados financieros continúa pendiente de resolverse.

- El 22 de enero de 2013, COMMISA solicitó en Luxemburgo la confirmación de ejecución de laudo y el embargo preventivo de valores de PEP y Petróleos Mexicanos depositados en diversos bancos de ese país alegando contar con un laudo arbitral a su favor. Dicho embargo fue concedido el 23 de enero del mismo año. El Tribunal en Luxemburgo reconoció el laudo arbitral y emitió orden de ejecución, mismo que fue apelado por las demandadas el 26 de junio de 2013. La Corte de Apelaciones de Luxemburgo fijó una audiencia para el 12 de mayo de 2014. Asimismo, el 15 de julio de 2013 Petróleos Mexicanos y PEP apelaron la resolución de embargo. El 24 de diciembre de 2013, el Tribunal de Segunda Instancia en Luxemburgo emitió sentencia a favor de PEP y Petróleos Mexicanos, negando el embargo contra sus cuentas bancarias en Luxemburgo. Con dicha sentencia se puede considerar que han concluido las acciones con lo que respecta al embargo preliminar solicitado por COMMISA. El 22 de marzo 2013, el Tribunal en Luxemburgo reconoció el laudo arbitral y emitió orden de ejecución. El 26 de junio de 2013, PEP y Petróleos Mexicanos apelaron esta resolución. El 10 de septiembre de 2013, COMMISA expresó sus alegatos y se fijó una audiencia para el 12 de mayo de 2014.
- En febrero de 2010, el Servicio de Administración Tributaria (“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 contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, el cual fue radicado bajo el número 28733/10-17-03-7. El 20 de noviembre

de 2013, se remite el expediente a la Sala Superior derivado del ejercicio de la facultad de atracción, el cual se radica en la Primera Sección bajo el número 28733/10-17-03-7/1838/13-S1-05-04. A la fecha de estos estados financieros, este proceso está pendiente de resolverse.

- 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 multas, por la cantidad de \$1,553,371. El 30 de noviembre de 2010, PR promovió juicio contencioso administrativo contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, el cual fue radicado bajo el número 28733/10-17-03-7. El 20 de noviembre de 2013, se remite el expediente a la Sala Superior derivado del ejercicio de la facultad de atracción, el cual se radica en la Primera Sección bajo el número 28733/10-17-03-7/1838/13-S1-05-04. A la fecha de estos estados financieros, este proceso está pendiente de resolverse.
- 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 Complejo Procesador de Gas en Reynosa. Actualmente el asunto se encuentra en desahogo de pruebas.
- 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 rescisión del contrato de obra pública y el pago de daños por un total de US\$ 193,713 por falta de pago por parte de PEP de acuerdo con lo establecido en dicho contrato. El asunto se encuentra en desahogo de pruebas.

- Asimismo, el 4 de abril de 2011 PEP fue emplazado a juicio contencioso administrativo (expediente 4957/11-17-07-1) promovido por las actoras y radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, demandando la nulidad de la resolución, que contiene la rescisión del contrato de referencia. Se abrió el período de alegatos. Por acuerdo del 21 de enero de 2014, notificado el 17 de febrero de 2014 se da término para la presentación de alegatos.
- El 5 de julio de 2011, PEP fue notificado de un juicio ordinario civil 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. El 20 de diciembre de 2013 se citó a las partes para oír sentencia, sin que a la fecha de estos estados financieros haya sido dictada.
- El 8 de julio de 2011, Compañía Petrolera La Norma S.A., presentó ante la Segunda Sala Regional Hidalgo-México del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, en Tlalnepantla, Estado de México una demanda de juicio contencioso administrativo (expediente 4334/11-11-02-6) contra el Director General de Petróleos Mexicanos y el Director de PEP, reclamando la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros. Mediante auto del 4 de marzo de 2013, notificado el 2 de abril de 2013, la Sala tuvo por formulada la ampliación de demanda. El 9 de abril de 2013 se notificó una nueva demanda por parte de Compañía Petrolera La Norma S.A. (No. 438/12-11-02-3) a cargo de la misma Sala, por lo que la parte demandada presentó incidente de acumulación, mismo que fue concedido el 2 de mayo de 2013. El 24 de abril de 2013 la parte demandada promueve recurso de reclamación en contra del acuerdo que tuvo por formulada la ampliación de demanda. El 18 de julio de 2013 la parte demandada presentó la contestación a la demanda acumulada (No. 438/12-11-02-3). El 19 de noviembre de 2013 la parte demandada presentó el dictamen de su perito designado, mismo que fue ratificado. Se está en espera de que se designe perito tercero en discordia.

Los resultados de los procesos incluidos en este reporte son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes. PEMEX registra pasivos contingentes. PEMEX no da a conocer el monto individual de la provisión de cada proceso porque dicha revelación podría afectar negativamente a la estrategia legal de PEMEX, así como el resultado del proceso correspondiente.

24. EVENTOS SUBSECUENTES

Al 14 de abril de 2014, el tipo de cambio era de \$13.0453 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2013 por \$13.0765, refleja una apreciación del 0.24%.

Al 14 de abril de 2014, el precio promedio del petróleo crudo de exportación era de US\$ 96.18 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2013 por US\$ 92.51, refleja un incremento de 3.96%.

El 4 y 7 de febrero de 2014 se modificó el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos.

Durante el período de 1° de enero al 14 de abril de 2014, PEMEX ha realizado las siguientes operaciones de financiamiento:

El 23 de enero de 2014, Petróleos Mexicanos, como parte de su programa de financiamientos autorizado para 2014, realizó una colocación de deuda en los mercados internacionales por un monto total de 4 mil millones de dólares en tres tramos: el primero por un monto de US\$ 500,000 con vencimiento en enero de 2019 y un cupón de 3.125%; el segundo fue una reapertura del bono emitido en septiembre de 2013 por un monto de US\$ 500,000 con vencimiento en enero de 2024 y un cupón de 4.875%; y el tercero por un monto de US\$ 3,000,000 con vencimiento en enero de 2045 y un cupón de 6.375%.

El 23 de enero de 2014, la SHCP autorizó el incremento del Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de la Emisora, de US\$ 32,000,000 a US\$ 42,000,000.

El 30 de enero de 2014, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono por \$ 12,500,000. Se trata de la reapertura de las emisiones con claves de pizarra PEMEX 13 en tasa flotante a 5 años, PEMEX 13-2 a tasa fija a 10 años y una nueva referencia con clave PEMEX 14U a 12 años denominado en Unidades de Inversión (UDI). El monto emitido fue dividido de la siguiente manera: \$ 2,000,000 a tasa flotante de TIIE más 15 puntos base; \$ 7,500,000 a tasa fija de 7.91% y el equivalente a \$3,000,000 en el tramo denominado en UDI's a tasa fija de 3.94%.

El 20 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo por US\$ 1,000,000 a tasa ligada a LIBOR, con vencimiento el 22 de abril de 2014.

El 21 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo US\$ 300,000 provenientes de líneas garantizadas por agencias de crédito a la exportación, a una tasa 1.27% mas 1.08%, con vencimiento en marzo 2018.

Entre el 1° de enero y el 14 de abril de 2014, P.M.I. Holdings, B.V. obtuvo US\$ 530,000 de una línea de crédito revolvente y pagó US\$ 1,080,000.

Al 31 de diciembre de 2013, PEMEX ha valuado y reconocido 53,703,915 acciones adquiridas a través de PMI HBV como inversiones en instrumentos de patrimonio. El valor de las acciones de Repsol en el mercado se ha incrementado aproximadamente un 2.40%, de € 18.32 por acción al 31 de diciembre de 2013 a € 18.76 por acción al 14 de abril de 2014.

De acuerdo con lo establecido en los artículos transitorios del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía, el 21 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos, como parte del proceso denominado Ronda Cero, sometió a consideración de la Secretaría de Energía una solicitud para que le fuera asignado el derecho de continuar explorando y desarrollando áreas que, en su conjunto, representan el 96% de las reservas probadas de crudo y gas natural. La Secretaría de Energía tomará en cuenta los siguientes aspectos para determinar si otorga a Petróleos Mexicanos una asignación:

- Asignaciones de exploración de hidrocarburos: En las áreas en las que Petróleos Mexicanos haya realizado descubrimientos comerciales o inversiones en exploración al 21 de diciembre de 2013, el plan de inversión, así como un plan detallado para las actividades de exploración de cada área asignada; y
- Asignaciones de extracción de hidrocarburos: Cada uno de los campos que se encuentren en producción al 21 de diciembre de 2013, un plan de desarrollo para campos productores, incluyendo descripciones de los trabajos e inversiones a realizar, justificando su adecuado aprovechamiento y una producción eficiente y competitiva.

La Secretaría de Energía tiene hasta el 17 de septiembre de 2014, para dar respuesta a la solicitud enviada por Petróleos Mexicanos.

25. NOTA COMPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE EXTRACCIÓN DE CRUDO Y GAS (NO AUDITADA)

A continuación se presenta la información complementaria relacionada con las actividades de extracción de crudo y gas, conforme al Topic 932 y al ASU 2010-03 (ver Nota 3-i).

Todas las actividades de exploración y producción de crudo y gas, de PEMEX, se realizan en México.

Costos capitalizados de las actividades de producción de crudo y gas (no auditado):

	31 Diciembre		
	2013	2012	2011
Reservas probadas	\$ 2,254,784,515	\$ 2,108,592,519	\$ 1,921,817,651
Construcción en proceso	83,764,607	46,908,049	54,255,040
Depreciación y amortización acumulada	(994,476,861)	(870,694,075)	(756,353,372)
Costo neto capitalizado	\$ 1,344,072,261	\$ 1,284,806,493	\$ 1,219,719,319

Costos incurridos por actividades de exploración y desarrollo de propiedades de crudo y gas (no auditada):

	31 Diciembre		
	2013	2012	2011
Exploración	\$ 36,552,489	\$ 33,345,223	\$ 1,921,817,651
Desarrollo	181,671,933	158,425,613	54,255,040
Total de costos incurridos	\$ 218,224,422	\$ 191,770,836	\$ 1,219,719,319

No se incurrió en ningún costo para la adquisición de propiedades, debido a que las reservas de crudo y gas que PEMEX explota son propiedad de la Nación.

Los costos de exploración incluyen costos de estudios geológicos y geofísicos de campos por \$ 10,163,605 y \$11,978,531 para 2013 y 2012, respectivamente, que, de acuerdo con el método de esfuerzo exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológicos y geofísicos.

Los costos de desarrollo incluyen aquellos costos incurridos para tener acceso a las reservas probadas y proveer las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, acumulación y almacenamiento del crudo y gas.

Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas (no auditados):

	31 Diciembre		
	2013	2012	2011
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 1,250,737,299	\$ 1,333,247,872	\$ 1,270,832,133
Derechos sobre hidrocarburos	856,978,971	898,064,551	871,471,372
Costos de producción (excluyendo impuestos)	134,645,739	121,973,668	103,250,426
Otros costos y gastos	40,599,327	30,828,632	30,676,623
Gastos de exploración	22,661,332	25,820,942	25,746,850
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	119,161,541	122,356,141	107,385,238
	1,174,046,910	1,199,043,934	1,138,530,509
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	\$ 76,690,389	\$ 134,203,938	\$ 132,301,624

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Reservas de petróleo crudo y gas natural:

a. Precios de venta (no auditado)

- La siguiente tabla resume los precios promedios de venta en dólares estadounidenses, al 31 de diciembre (excluyendo impuestos por producción):

	2013	2012	2011
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce) ¹	US\$ 76.81	US\$ 78.89	US\$ 80.41
Barril de crudo	99.92	102.36	100.01
Gas natural en miles de pies cúbicos	4.93	4.03	4.56

¹ Para convertir el gas seco en barriles de petróleo se utiliza el factor de 5.201 miles de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo.

b. Reservas de crudo y gas (no auditado)

- De conformidad con la Constitución y la Ley Reglamentaria, todo el crudo, así como todas las reservas de hidrocarburos dentro de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. Bajo la Ley de Petróleos Mexicanos, a la fecha de este reporte PEP, tiene el derecho exclusivo para extraer y vender la producción que se obtenga de las reservas, pero no tiene el dominio directo de las mismas.
- Las reservas probadas de crudo y gas son aquellas cantidades estimadas de petróleo crudo, gas y líquidos del gas cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran, con una certeza razonable, que son económicamente viables, a partir de una fecha determinada, y que provienen de yacimientos, determinadas bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales actuales.
- La estimación de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2013, fue determinada por PEMEX y revisadas y auditadas por Firmas de Ingenieros Independientes (como se define más adelante). Además, de conformidad con el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, dicha estimación fue dictaminada y aprobada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos el 11 de marzo de 2014 y fueron registradas y publicadas por la Secretaría de Energía el 18 de marzo de 2014.

- PEMEX determinó la estimación de las reservas probadas con base en los Métodos y Procedimientos de Valuación de Ingeniería Petrolera Generalmente Aceptados, que se basan, principalmente, en las regulaciones aplicables para los reportes registrados ante la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos de América (SEC), y cuando fue necesario, en la publicación titulada “Normas Aplicables a la Estimación y Auditoría de la Información de Reservas de Crudo y Gas” de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SIP) de fecha 19 de febrero de 2007, así como otras publicaciones de la SIP, incluyendo la publicación titulada “Sistema de Administración de Recursos Petroleros”, así como otras fuentes técnicas, incluyendo la “Estimación y Clasificación de Reservas de Crudo, Gas y Condensados” por Chapman Conquist, y en la “Determinación de Reservas de Crudo y Gas, Monografía N.1 de la Sociedad Petrolera, publicada por el Instituto Canadiense de Minería, Metalurgia y Petróleo.
- La elección del método o combinación de métodos, a utilizar en el análisis de cada yacimiento, se determina con base en lo siguiente:
 - Experiencia en el área.
 - Etapa de desarrollo.
 - La calidad e integridad de los datos básicos.
 - Presión y producción histórica.
- La información que se presenta, acerca de las reservas, representa únicamente una estimación. La valuación de las reservas consiste en un procedimiento subjetivo para determinar el volumen acumulado, en el subsuelo, de crudo y gas, y que no pueden ser medidas de forma exacta. La precisión de cualquier reserva estimada depende de la calidad de la información disponible, a la ingeniería, la interpretación geológica y al juicio profesional. Como resultado de lo anterior la estimación determinada por cada ingeniero, pudiera variar. Adicionalmente, como consecuencia de la perforación, de las pruebas y de la producción posterior a la fecha de determinación de la estimación podría conducir a una revisión de la estimación.
- Durante 2013, PEMEX no reconoció ningún incremento material de la reserva de hidrocarburos, como resultado de nuevas tecnologías.

- Con la finalidad de garantizar la confiabilidad de la reserva estimada, PEMEX lleva a cabo la certificación interna de la estimación de reservas desde 1996. PEMEX ha establecido ciertos controles internos en relación con la preparación de la estimación de las reservas probadas. Inicialmente, equipos de geólogos de cada unidad de exploración y explotación, (cada unidad cubriendo varios proyectos) determinan la estimación de las reservas, utilizando distintos procedimientos de cálculo para la valuación relacionada, a nuevos descubrimientos y campos ya desarrollados, respectivamente. Posteriormente, las oficinas regionales de reservas, recopilan la información de cada una de las unidades y solicitan la revisión y certificación de las valuaciones y el registro de las reservas relacionadas, por parte de la Gerencia de Recursos y Reservas, que es la principal entidad que administra las reservas de hidrocarburos en PEMEX. Este procedimiento de certificación interno se lleva a cabo conforme a la guía interna para la estimación y clasificación de reservas probadas, que se basa en las reglas y definiciones de la SEC. La oficina de Administración de Recursos y Reservas de Hidrocarburos, que además supervisa y conduce la auditoría interna de todo el proceso, se integra totalmente de profesionales como son geólogos, geofísicos y petrofísicos; con experiencia en ingeniería de yacimientos. Los ingenieros que participan en el proceso de estimación de reservas cuentan con experiencia en: simulación de yacimientos petroleros; desarrollo y terminación de la perforación de pozos; análisis de la presión, volumen y temperatura (PVT); análisis del NODAL (instrumento analítico utilizado en la predicción del rendimiento de los diversos elementos que comprende el sistema de producción) y diseño de la estrategia en campos desarrollados. Además, todo nuestro personal ha sido certificado por la Secretaría de Educación Pública, la mayoría cuenta con maestría, como es: ingeniería petrolera, geología y geofísica; y cuentan con un promedio de 10 años de experiencia profesional.
- Adicionalmente a lo anterior, las estimaciones finales de las reservas son auditadas por Firmas de Ingenieros Independientes. Al 31 de diciembre de 2013, tres Firmas de Ingenieros Independientes auditaron las reservas probadas de PEMEX: Netherland Sewell; DeGolyer and MacNaughton; and Ryder Scott. La revisión, de las reservas estimadas, hecha por las Firmas de Ingenieros Independientes fue del 99.3% del total de las reservas. El 0.7% restante consiste en reservas localizadas en ciertas áreas, en las cuales, los servicios de perforación son proporcionados por un tercero a PEMEX. Bajo esos acuerdos el tercero a cargo de la perforación, es responsable de valuar

el volumen de las reservas. Netherland certificó las reservas en las Regiones Marina Noreste y en la Región Sur. DeGolyer certificó las reservas que se encuentran en la Región Marina Suroeste y Ryder Scott certificó las reservas de la Región Norte. En los campos asignados a los COPF cada contratista es responsable de estimar el volumen de reservas probadas. La auditoría llevada a cabo por las firmas de ingenieros independientes consiste principalmente en lo siguiente: (I) El análisis de los datos históricos estáticos y dinámicos del yacimiento, proporcionados por PEMEX; (II) Construcción o actualización de los modelos de caracterización estática y dinámica de los campos mexicanos; (III) Análisis económico de los campos seleccionados y (IV) Revisión de la producción pronosticada y la estimación de las reservas.

- Debido a que las estimaciones de reservas son por definición, una estimación no se puede verificar su exactitud. Pero los ingenieros independientes llevan a cabo una revisión detallada de las reservas estimadas, para expresar una opinión sobre si, en su conjunto, las reservas estimadas por PEMEX son razonables, determinadas y presentadas de conformidad con los métodos y procedimientos de valuación de ingeniería petrolera generalmente aceptados.
- Todos los cuestionamientos, incluyendo las sugerencias de modificación a las reservas estimadas que surgieron durante el proceso de revisión de las Firmas de Ingenieros independientes fueron atendidos en su momento por PEMEX, a la entera satisfacción de las Firmas. De tal forma que las Firmas de Ingenieros Independientes concluyeron que los volúmenes totales de nuestras reservas probadas de crudo y gas, en su conjunto, han sido preparadas razonablemente conforme a la Regla 4-10 de la Regulación S-X de la SEC (la “Regla 4-10”), siendo consistentes con las prácticas internacionales para reportar las reservas, y están de conformidad con las disposiciones para revelar las reservas revisadas de crudo y gas, de acuerdo con las normas y principios de contabilidad financiera, establecidas y aceptadas por la SEC en el ASC Topic 932 “Actividades Extractivas – Petróleo y Gas” (a) de la regulación S-X de la SEC, en su versión modificada.
- El total de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de crudo, condensados e hidrocarburos líquidos, de México, provenientes de las plantas de proceso se disminuyeron en 3.0% en 2013, pasando de 11,424 Millones de Barriles (MMb) al 31 de diciembre de 2012 a 11,079 MMb al 31 de diciembre de 2013. En 2013 las reservas probadas desarrolladas de crudo, condensados e hidrocarburos líquidos provenientes de las plantas de proceso, disminuyeron

en 5.5%, es decir, pasaron de 7,790 MMb en 2012 a 7,360 MMb en 2013. Estas disminuciones se debieron principalmente a la producción total extraída de crudo más líquidos del gas natural durante 2013 que ascendió a 1,037 MMb.

- Las reservas probadas de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 3.5% en 2013, pasando de 12,713 Miles de Millones de Pies Cúbicos (MMMpc) en 2012 a 12,273 MMMpc en 2013. Las reservas probadas desarrolladas de gas seco disminuyeron 6.2%, al pasar de 7,951 MMMpc en 2012 a 7,462 MMMpc en 2013. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco se incrementaron en 1.0% en 2013, de 4,762 MMMpc en 2012 a 4,811 MMMpc en 2013. Estas ligeras reducciones se explican principalmente por la producción extraída de gas seco durante 2013, la cual ascendió a 1,539 MMMpc.
- Por otro lado, las actividades de desarrollo de campos así como las revisiones al comportamiento de la presión-producción de los yacimientos, realizadas durante 2013, permitieron reclasificar reservas probadas no desarrolladas, probables y posibles a reservas probadas desarrolladas por 903.4 Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (MMbpce). Las actividades anteriores implicaron una inversión de \$ 181,670,000. Los únicos tres campos que contienen volúmenes materiales de reservas probadas y que han permanecido como no desarrollados por más de 5 años son el Ayin, el Ayatsil y el Alux, todos ellos están localizados costa afuera. Esto debido a retrasos en los trabajos de construcción para producir. Se espera que durante 2014, inicie el desarrollo de los campos Ayin y Ayatsil, con la perforación de tres pozos.
- En la hoja siguiente las siguientes tres tablas muestran las reservas de crudo y gas seco, estimadas conforme a la Regla 4-10(a).
- Resumen de reservas probadas de crudo y gas¹ al 31 de diciembre, 2013 con base en los precios promedio del año.

	Crudo y condensados ²	Gas seco ³
	(MMb)	(MMMpc)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		
Reservas probadas desarrolladas	7,360	7,461
Reservas probadas no desarrolladas	3,719	4,812
Total de reservas probadas	11,079	12,273

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

¹ PEMEX no produce petróleo o gas sintético, ni extrae otros recursos naturales de los cuales puede producirse petróleo o gas sintético.

² Las reservas de crudo y condensados incluyen fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas procesadoras de gas natural ubicadas en los campos.

³ La producción referida es de gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe una disminución en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

→ Reservas de crudo y condensados (incluyendo líquidos del gas natural¹)

	2011	2012	2013
	(MMMpc)		
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	11,394	11,362	11,424
Revisiones (2)	824	1,012	630
Delimitaciones y descubrimientos	194	103	62
Producción	(1,050)	(1,053)	(1,037)
Al 31 de diciembre	11,362	11,424	11,079
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	7,618	7,790	7,360
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	3,744	3,634	3,719

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

¹ Las reservas de crudo y condensados incluyen la fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas de procesamiento de gas natural localizadas en los campos.

² Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos y revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado.

- La Tasa de Restitución de Reserva (TRR) para un período se calcula dividiendo la suma total de reservas probadas, generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones de las reservas entre la producción total del período. La TRR en 2013 fue de 67.8%, 36.5 puntos porcentuales menos que la TRR de 2012 de 104.3%. La disminución en la tasa de restitución se debe principalmente a un menor nivel de actividades relacionadas con el desarrollo de campos en el proyecto Aceite Terciario del Golfo y también al enfoque de actividades de exploración en aguas profundas, donde, debido a la falta de infraestructura, no fue posible agregar reservas probadas.
- La meta es que la TRR de PEMEX se incremente durante 2014 y en los años futuros, en parte a través del aumento de las reservas probadas en los años próximos. Lo cual se pretende lograr principalmente mediante el desarrollo de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Aceite Terciario del Golfo, así como también a través de las actividades de delimitación. Estos objetivos fueron establecidos con base en las estimaciones de reservas, las cuales están sujetas a la incertidumbre y riesgos asociados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Adicionalmente, las decisiones futuras respecto a los niveles de inversión en exploración y explotación autorizados pueden conducir a cambios en el mismo sentido.

- La relación reserva-producción (RRP), la cual resulta de dividir las reservas remanentes al final del año que corresponde, entre el total de la producción de hidrocarburos de ese año, resultó de 10.1 años para las reservas probadas al 31 de diciembre de 2013, lo que representa una disminución del 1.0% comparada con la RRP del 2012 de 10.2 años.

c. Medición estándar de los flujos futuros de efectivo netos, relacionados con las reservas probadas de crudo y de gas.

- Las tablas de medición estándar que se presentan a continuación se refieren a las reservas probadas de crudo y gas, excluyendo las reservas probadas que están programadas para iniciar su producción a partir del año 2038. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.
- Los flujos de efectivo futuros de la producción estimados, se calculan aplicando los precios promedio del crudo y del gas al primer día de cada mes del año 2013. Los costos de desarrollo y producción son aquellos gastos futuros estimados, necesarios para desarrollar y producir las reservas probadas al fin de año, después de aplicar una tasa de descuento del
- 10% a los flujos netos de efectivo, considerando condiciones económicas constantes al cierre de año.
- Los gastos futuros por impuestos se calculan aplicando las tasas de impuestos y derechos aplicables, considerando las tasas de impuestos y derechos del nuevo régimen fiscal de PEP, vigente para el ejercicio 2013 a los flujos de efectivos netos futuros antes de impuestos relativos a las reservas de petróleo y gas.
- Los pagos estimados de impuestos y derechos se calcularon con base en el régimen fiscal aplicable por decreto a PEP, vigente a partir del 1º de enero de 2013 y que reformó el Capítulo XII de la Ley Federal de Derechos.
- La medida estándar proporcionada más abajo representa únicamente un valor de evaluación comparativo, no es una estimación de los flujos futuros de efectivo esperados o el valor justo de los derechos de producción de PEMEX. Existen innumerables incertidumbres en la estimación de las cantidades de reservas probadas y en la proyección de tasas futuras de producción y del tiempo de la erogación de gastos, incluyendo muchos factores más allá del control del productor. En consecuencia las estimaciones de reservas pueden diferir materialmente de las cantidades de petróleo crudo y gas que finalmente sean recuperadas.

→ Medición estándar de los flujos futuros de efectivo netos al 31 de diciembre

	2013	2012	2011
Flujos de efectivo	US\$ 931,874	US\$ 974,411	US\$ 1,004,082
Costos de producción futuros (sin impuestos)	(135,211)	(124,485)	(118,123)
Costos futuros de desarrollo	(46,339)	(46,146)	(38,521)
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	750,324	803,780	847,438
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	(634,371)	(664,343)	(649,023)
Flujos netos de efectivo	115,953	139,437	198,415
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	(34,996)	(41,913)	(60,518)
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	US\$ 80,957	US\$ 97,524	US\$ 137,897

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

→ Para cumplir con la Norma, en la tabla siguiente, se presentan los cambios agregados estandarizados de medida para cada año y las fuentes significantes de variación:

→ Los cambios en la medición estándar de flujo futuros de efectivos netos

	2013	2012	2011
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	US\$ (82,802)	US\$ (87,609)	US\$ (91,280)
Cambios netos en los precios y costos de producción	(61,268)	(58,215)	269,575
Extensiones y descubrimientos	4,280	6,315	7,935
Costos de desarrollos incurridos durante el año	14,224	11,431	10,554
Cambios en costos estimados de desarrollo	(12,625)	(17,466)	(11,722)
Revisiones de reserva y cambio de fecha	49,091	58,150	57,968
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo	54,280	56,921	29,216
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto	18,253	(9,899)	(192,730)
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	US\$ (16,567)	US\$ (40,372)	US\$ 79,516
Medición estandarizada:	US\$ 97,524	US\$ 137,896	US\$ 58,380
Al 1° de enero	80,957	97,524	137,896
Al 31 de diciembre	US\$ 16,567	US\$ 40,372	US\$ (79,516)
Variación	US\$ 80,957	US\$ 97,524	US\$ 137,897

Nota: las cifras de la tabla pueden no coincidir por redondeo.

- En el cálculo de los importes correspondientes a cada factor de cambio, los efectos de las variaciones en precios y costos se calculan antes de los efectos de los cambios en las cantidades. En consecuencia, los cambios en las reservas se calculan al 31 de diciembre precios y los costos.
- El cambio en los impuestos calculados, incluye los impuestos efectivamente incurridos durante el ejercicio y el cambio en el gasto fiscal futuro.