

**PETRÓLEOS MEXICANOS,  
EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y  
COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS  
(ANTES PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS  
SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS)  
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE  
DICIEMBRE DE 2015, 2014 Y 2013 E INFORME  
DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES**

**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias  
(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver Nota1))**

**Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de  
2015, 2014 y 2013 e informe de los auditores independientes**

**Índice**

---

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de los auditores independientes	1 y 2
Estados consolidados:	
De situación financiera	3 y 4
Del resultado integral	5
De variaciones en el patrimonio (déficit), neto	6
De flujos de efectivo	7
Notas a los estados financieros consolidados	8 a 133



Tel.: +(55) 8503 4200  
Fax: +(55) 8503 4299  
www.bdomexico.com

Castillo Miranda y Compañía, S.C.  
Paseo de la Reforma 505-31  
Torre Mayor  
Colonia Cuauhtémoc  
México, D.F.  
CP 06500

## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al H. Consejo de Administración de  
Petróleos Mexicanos

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias ("PEMEX") (antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias), que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y los estados consolidados del resultado integral, de variaciones en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes a los años terminados en dichas fechas, 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. Nuestras auditorías las llevamos a cabo de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas exigen que cumplamos con 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 consiste en 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 tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación razonable por parte de PEMEX 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 efectividad del control interno de PEMEX. 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 nuestras auditorías 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, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2015 y 2014, así como los resultados consolidados y los flujos de efectivo consolidados correspondientes a los años terminados en dichas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

## Párrafo de énfasis

Sin que ello tenga efecto en nuestra opinión, llamamos la atención sobre lo siguiente:

Los estados financieros consolidados que se acompañan han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha. Como se describe en la Nota 2 a los estados financieros consolidados, PEMEX ha experimentado pérdidas recurrentes derivado de sus operaciones, presenta una posición negativa de capital de trabajo y un déficit en el patrimonio, lo que genera dudas sobre la posibilidad de continuar como negocio en marcha. Asimismo, en la Nota 2 a los estados financieros se describen los planes de la administración de PEMEX para hacer frente a estas circunstancias. Los estados financieros consolidados no incluyen ajuste alguno que pudiera resultar de esta incertidumbre.

CASTILLO MIRANDA Y COMPAÑÍA, S. C.

  
C.P.C. Bernardo Soto Peñafiel

Ciudad de México, a  
29 de abril de 2016

**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver Nota1))

**Estados consolidados de situación financiera**  
**al 31 de diciembre de 2015 y 2014**  
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
<b>Activo</b>			
<b>Circulante</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	\$ 109,368,880	\$ 117,988,528
Cuentas por cobrar, neto	7	79,245,821	114,422,967
Inventarios, neto	8	43,770,928	49,938,656
Activos no financieros mantenidos para la venta	9	33,213,762	
Activos financieros disponibles para la venta	10		5,414,574
Instrumentos financieros derivados	16	<u>1,601,106</u>	<u>1,562,556</u>
<b>Total del activo circulante</b>		<u>267,200,497</u>	<u>289,327,281</u>
<b>No circulante</b>			
Activos financieros disponibles para la venta	10	3,944,696	
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	11	24,165,599	22,014,760
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	12	1,344,483,631	1,783,374,138
Impuestos diferidos	20	54,900,384	4,142,618
Efectivo restringido	6	9,246,772	6,884,219
Activos intangibles	13	14,304,961	14,970,904
Otros activos	14	<u>57,407,660</u>	<u>7,654,360</u>
<b>Total del activo no circulante</b>		<u>1,508,453,703</u>	<u>1,839,040,999</u>
<b>Total del activo</b>		<u>\$ 1,775,654,200</u>	<u>\$ 2,128,368,280</u>

**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
**(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver Nota1))**

**Estados consolidados de situación financiera (continuación)**  
**al 31 de diciembre de 2015 y 2014**  
**(Cifras expresadas en miles de pesos)**

	<u>Nota</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
<b>Pasivo</b>			
<b>Circulante</b>			
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	15	\$ 192,508,668	\$ 145,866,217
Impuestos y derechos por pagar	20	43,046,716	42,420,090
Proveedores		167,314,243	116,178,295
Cuentas y gastos acumulados por pagar		13,237,407	12,235,005
Instrumentos financieros derivados	16	<u>27,300,687</u>	<u>17,459,740</u>
<b>Total del pasivo circulante</b>		<u>443,407,721</u>	<u>334,159,347</u>
<b>No circulante</b>			
Deuda a largo plazo	15	1,300,873,167	997,384,286
Beneficios a los empleados	17	1,279,385,441	1,474,088,528
Provisión para créditos diversos	18	73,191,796	78,422,943
Otros pasivos		8,288,139	7,718,088
Impuestos diferidos	20	<u>2,183,834</u>	<u>4,315,942</u>
<b>Total del pasivo no circulante</b>		<u>2,663,922,377</u>	<u>2,561,929,787</u>
<b>Total del pasivo</b>		<u>3,107,330,098</u>	<u>2,896,089,134</u>
<b>Patrimonio (déficit), neto</b>			
	21		
<b>Participación controladora:</b>			
Certificados de aportación "A"		194,604,835	134,604,835
Aportaciones del Gobierno Federal		43,730,591	43,730,591
Reserva legal		1,002,130	1,002,130
Resultados acumulados integrales		(306,022,973)	(394,594,466)
<b>Déficit acumulado:</b>			
De ejercicios anteriores		(552,808,762)	(287,605,549)
Pérdida neta del año		<u>(712,434,997)</u>	<u>(265,203,213)</u>
<b>Total participación controladora</b>		(1,331,929,176)	(768,065,672)
<b>Total participación no controladora</b>		<u>253,278</u>	<u>344,818</u>
<b>Total del patrimonio (déficit), neto</b>		<u>(1,331,675,898)</u>	<u>(767,720,854)</u>
<b>Total del pasivo y patrimonio (déficit), neto</b>		<u>\$ 1,775,654,200</u>	<u>\$ 2,128,368,280</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias  
(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver Nota 1))**

**Estados consolidados del resultado integral  
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013  
(Cifras expresadas en miles de pesos)**

	Notas	2015	2014	2013
Ventas netas:				
En el país	5	\$ 746,235,912	\$ 944,997,979	\$ 910,187,634
De exportación	5	407,214,445	630,291,313	687,677,634
Ingresos por servicios	5	12,912,112	11,438,582	10,339,357
<b>Total de ventas</b>		<b>1,166,362,469</b>	<b>1,586,727,874</b>	<b>1,608,204,625</b>
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	12-d	477,944,690	22,645,696	25,608,835
Beneficio del periodo de beneficios a empleados	17	(92,177,089)		
Costo de lo vendido		895,068,904	842,634,784	814,006,338
<b>(Pérdida) rendimiento bruto</b>		<b>(114,474,036)</b>	<b>721,447,394</b>	<b>768,589,452</b>
Otros (gastos) ingresos, neto	22	(2,373,266)	37,552,397	90,135,685
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta		28,928,639	32,182,666	32,448,436
Gastos de administración		112,472,095	111,337,114	98,654,472
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	17	(103,860,955)		
<b>(Pérdida) de operación</b>		<b>(154,387,081)</b>	<b>615,480,011</b>	<b>727,622,229</b>
Ingreso financiero <sup>1</sup>		14,990,859	3,014,187	8,735,699
Costo financiero <sup>2</sup>		(67,773,593)	(51,559,060)	(39,586,484)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	16	(21,449,877)	(9,438,570)	1,310,973
Pérdida en cambios, neto	16	(154,765,574)	(76,999,161)	(3,951,492)
		(228,998,185)	(134,982,604)	(33,491,304)
Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas	11	2,318,115	34,368	706,710
<b>(Pérdida) rendimiento antes de derechos e impuestos</b>		<b>(381,067,151)</b>	<b>480,531,775</b>	<b>694,837,635</b>
Derechos sobre extracción de petróleo y otros impuestos netos a la utilidad	20 20-p y q	377,087,514 (45,587,267)	760,912,095 (14,837,331)	857,356,289 7,539,773
<b>Total de derechos e impuestos</b>		<b>331,500,247</b>	<b>746,074,764</b>	<b>864,896,062</b>
<b>Pérdida neta</b>		<b>(712,567,398)</b>	<b>(265,542,989)</b>	<b>(170,058,427)</b>
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	10	(3,206,316)	(765,412)	4,453,495
Efecto por conversión	19	13,262,101	11,379,657	2,440,643
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados		78,556,569	(275,962,370)	247,376,029
<b>Total de otros resultados integrales</b>		<b>88,612,354</b>	<b>(265,348,125)</b>	<b>254,270,167</b>
<b>Resultado integral total</b>		<b>\$ (623,955,044)</b>	<b>\$ (530,891,114)</b>	<b>\$ 84,211,740</b>
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora		\$ (712,434,997)	\$ (265,203,213)	\$ (169,865,633)
Participación no controladora		(132,401)	(339,776)	(192,794)
<b>Pérdida neta</b>		<b>\$ (712,567,398)</b>	<b>\$ (265,542,989)</b>	<b>\$ (170,058,427)</b>
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora		\$ 88,571,493	\$ (265,528,837)	\$ 254,271,944
Participación no controladora		40,861	180,712	(1,777)
<b>Total de otros resultados integrales</b>		<b>\$ 88,612,354</b>	<b>\$ (265,348,125)</b>	<b>\$ 254,270,167</b>
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora		\$ (623,863,504)	\$ (530,732,050)	\$ 84,406,311
Participación no controladora		(91,540)	(159,064)	(194,571)
<b>Resultado integral total</b>		<b>\$ (623,955,044)</b>	<b>\$ (530,891,114)</b>	<b>\$ 84,211,740</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

<sup>1</sup> Incluye productos financieros por inversiones y ganancia por tasa de descuento de pasivo por taponamiento de pozos en 2015.

<sup>2</sup> Incluye, principalmente, intereses de la deuda.

**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver Nota1))

**Estados consolidados de variaciones en el patrimonio (déficit), neto**  
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014  
(Cifras expresadas en miles de pesos)  
(Ver Nota 21)

	Participación controladora						Déficit acumulado			Participación no controladora	Total patrimonio (déficit), neto
	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal	Reserva legal	Activos financieros disponibles para la venta	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	Del ejercicio	De ejercicios anteriores	Total		
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2013</b>	\$ 114,604,835	\$ 115,313,691	\$ 1,002,130	\$ (1,800,219)	\$ 5,127,480	\$ (132,392,890)	\$ (169,865,633)	\$ (117,739,916)	\$ (185,750,522)	\$ 503,882	\$ (185,246,640)
Traspaso a déficit acumulado	-	-	-	-	-	-	169,865,633	(169,865,633)	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A"	20,000,000	-	-	-	-	-	-	-	20,000,000	-	20,000,000
Incremento a las aportaciones del Gobierno Federal	-	2,000,000	-	-	-	-	-	-	2,000,000	-	2,000,000
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal	-	(73,583,100)	-	-	-	-	-	-	(73,583,100)	-	(73,583,100)
<b>Resultado integral total</b>	-	-	-	(765,412)	11,192,953	(275,956,378)	(265,203,213)	-	(530,732,050)	(159,064)	(530,891,114)
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2014</b>	134,604,835	43,730,591	1,002,130	(2,565,631)	16,320,433	(408,349,268)	(265,203,213)	(287,605,549)	(768,065,672)	344,818	(767,720,854)
Traspaso a déficit acumulado	-	-	-	-	-	-	265,203,213	(265,203,213)	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A"	60,000,000	-	-	-	-	-	-	-	60,000,000	-	60,000,000
<b>Resultado integral total</b>	-	-	-	(3,206,316)	13,229,927	78,547,882	(712,434,997)	-	(623,863,504)	(91,540)	(623,955,044)
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2015</b>	\$ 194,604,835	\$ 43,730,591	\$ 1,002,130	\$ (5,771,947)	\$ 29,550,360	\$ (329,801,386)	\$ (712,434,997)	\$ (552,808,762)	\$ (1,331,929,176)	\$ 253,278	\$ (1,331,675,898)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias**  
(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver Nota 1))

**Estados consolidados de flujos de efectivo**  
**Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013**  
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2015	2014	2013
<b>Actividades de operación</b>			
Pérdida neta	\$ (712,567,398)	\$ (265,542,989)	\$ (170,058,427)
Depreciación y amortización	167,951,250	143,074,787	148,491,704
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	477,944,690	22,645,696	25,608,835
Pozos no exitosos	23,213,519	12,148,028	12,497,726
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	24,638,537	6,370,937	14,699,620
Efectos de compañías asociadas	(2,318,115)	(34,368)	(706,710)
Utilidad por venta de inversiones en acciones	(680,630)	-	-
Dividendos	(359,941)	(736,302)	(914,116)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	(608,160)	9,169,327	(5,240,305)
Utilidad por venta de pozos, propiedades, planta y equipo	-	-	(768,000)
Monetización de activos financieros disponibles para su venta	-	215,119	(278,842)
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	(2,299,657)	312,296	(1,890,710)
Pérdida en cambios	152,676,256	78,884,717	3,308,299
Intereses a cargo	<u>67,773,593</u>	<u>50,909,624</u>	<u>39,303,943</u>
	195,363,944	57,416,872	64,053,017
Instrumentos financieros derivados	9,802,397	16,354,342	1,840,184
Cuentas por cobrar a clientes	33,003,083	9,261,025	5,401,035
Inventarios	6,167,728	6,975,844	(66,930)
Otros activos	(16,602,365)	(18,984,877)	(12,905,916)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	1,002,403	(1,959,714)	4,879,180
Impuestos pagados	626,626	1,130,595	(2,691,348)
Proveedores	51,135,948	9,433,102	45,231,742
Provisión para créditos diversos	(9,126,733)	356,582	8,187,800
Beneficios a empleados	(116,022,232)	78,970,008	78,043,140
Impuestos diferidos	<u>(53,014,159)</u>	<u>(24,597,648)</u>	<u>(1,635,382)</u>
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<u>102,336,640</u>	<u>134,356,131</u>	<u>190,336,522</u>
<b>Actividades de inversión</b>			
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(253,514,001)	(230,678,870)	(245,627,554)
Gastos de exploración	(5,698,511)	(1,593,706)	(1,438,685)
Dividendos recibidos	-	336,095	-
Recursos provenientes de la venta de inversiones en acciones de compañías asociadas	4,417,138	-	-
Inversión en acciones	(36,214)	(3,466,447)	-
Activos financieros disponibles para la venta	-	<u>12,735,337</u>	<u>2,869,883</u>
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<u>(254,831,588)</u>	<u>(222,667,591)</u>	<u>(244,196,356)</u>
<b>Actividades de financiamiento</b>			
Incremento al patrimonio por Certificados de Aportación	10,000,000	22,000,000	66,583,100
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	-	(73,583,100)	(65,000,000)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	378,971,078	423,399,475	236,955,033
Pagos de principal de préstamos	(191,318,841)	(207,455,492)	(191,146,091)
Intereses pagados	<u>(62,737,150)</u>	<u>(47,248,478)</u>	<u>(37,133,100)</u>
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<u>134,915,087</u>	<u>117,112,405</u>	<u>10,258,942</u>
(Decremento) incremento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(17,579,861)	28,800,945	(43,600,892)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	8,960,213	8,441,864	5,111,720
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año	<u>117,988,528</u>	<u>80,745,719</u>	<u>119,234,891</u>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al fin del año (Nota 6)</b>	<u>\$ 109,368,880</u>	<u>\$ 117,988,528</u>	<u>\$ 80,745,719</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

**Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias  
(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver Nota1))**

**Notas a los estados financieros consolidados  
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013  
(Cifras expresadas en miles de pesos)**

---

**1. Historia, naturaleza, marco regulatorio y actividades de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias ("PEMEX")**

Petróleos Mexicanos ("Petróleos Mexicanos" o la "Emisora") se creó mediante Decreto del Congreso de la Unión de fecha 7 de junio de 1938, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de julio del mismo año, y vigente a partir de esta última fecha.

El 20 de diciembre de 2013 fue publicado 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 cual entró en vigor al día siguiente de su publicación (el "Decreto de la Reforma Energética"), estableciendo, entre otros aspectos, que la Nación llevará a cabo las actividades estratégicas 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, en términos de la ley reglamentaria correspondiente.

Algunos aspectos del Decreto de la Reforma Energética relevantes para PEMEX son:

- El Gobierno Federal mantendrá siempre la propiedad y el control sobre las empresas productivas del Estado, en el entendido de que la ley (en el caso de Petróleos Mexicanos, la Ley de Petróleos Mexicanos) establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren dichas empresas.
- La Comisión Reguladora de Energía tendrá la atribución de otorgar permisos a PEMEX y a terceros para el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos; la regulación de acceso de terceros a los ductos de transporte y al almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados, y la regulación de las ventas de primera mano de dichos productos.
- La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá la atribución de realizar las licitaciones, asignación de ganadores y suscripción de los contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y la regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.

Como parte de la legislación secundaria derivada del Decreto de la Reforma Energética, el 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Petróleos Mexicanos, misma que entró en vigor el 7 de octubre de 2014, una vez que quedó designado su nuevo Consejo de Administración, con excepción de algunas disposiciones. El 2 de diciembre de 2014, al encontrarse en funciones el nuevo Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y en operación sus mecanismos de fiscalización, transparencia y rendición de cuentas, la Secretaría de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación, el acuerdo por el que se emite la declaratoria señalada en el Transitorio Décimo de la Ley de Petróleos Mexicanos, con la cual entró en vigor el régimen especial de PEMEX en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, remuneraciones, bienes, responsabilidades, dividendo estatal, deuda y presupuesto. El 10 de junio de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y, a partir del día siguiente a su publicación, inició la vigencia del régimen especial en materia de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras.

Asimismo, la Ley de Hidrocarburos publicada el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación, inició su vigencia al día siguiente y abrogó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

A partir de la entrada en vigor de la Ley de Petróleos Mexicanos, Petróleos Mexicanos se transformó de un organismo público descentralizado a una empresa productiva del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, cuyo fin es el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales, y con el objeto de llevar a cabo la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, pudiendo efectuar actividades relacionadas con la refinación, procesamiento de gas, proyectos de ingeniería y de investigación, generando con ello valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental.

Conforme al régimen especial previsto en la Ley de Petróleos Mexicanos, PEMEX podrá realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios para el cumplimiento de su objeto por sí mismo; con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, o mediante la celebración de contratos, convenios, alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas y morales de los sectores, público, privado o social, tanto en el ámbito nacional como en el internacional.

Las entidades subsidiarias, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno, son empresas productivas subsidiarias, con personalidad jurídica y patrimonio propio, sujetas a la conducción, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos (las "Entidades Subsidiarias").

Las Entidades Subsidiarias, antes de la Reorganización Corporativa (según dicho término se define más adelante), eran Pemex-Exploración y Producción (PEP), Pemex-Refinación ("PR"), Pemex-Gas y Petroquímica Básica ("PGPB") y Pemex-Petroquímica ("PPQ") los cuales eran organismos públicos descentralizados, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios y cuyo patrimonio fue 100% aportado por Petróleos Mexicanos, eran controlados por el Gobierno Federal, consolidaban y tenían el carácter de subsidiarios de Petróleos Mexicanos.

Antes de la entrada en vigor de la legislación secundaria derivada del Decreto de la Reforma Energética, las actividades de Petróleos Mexicanos y de las Entidades Subsidiarias se regulaban principalmente por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; la Ley de Petróleos Mexicanos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008, y el Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 21 de marzo de 2012.

De acuerdo con lo dispuesto por el Transitorio Octavo de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión celebrada el 18 de noviembre de 2014, aprobó la propuesta de Reorganización Corporativa (como se define más adelante) presentada por el Director General de Petróleos Mexicanos.

De conformidad con dicha propuesta, las cuatro Entidades Subsidiarias existentes se transforman en dos empresas productivas subsidiarias que asumen los derechos y obligaciones de dichas Entidades Subsidiarias existentes. Pemex-Exploración y Producción se transformó en la empresa productiva subsidiaria PEP, y PR, PGPB y PPQ se transformaron en la empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación Industrial.

Asimismo, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la creación de las siguientes Entidades Subsidiarias: Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno. Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, estas cinco empresas productivas subsidiarias podrán transformarse en empresas filiales, siempre y cuando se cumpla con las condiciones previstas en dicha Ley.

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos y los acuerdos de creación de cada una de las empresas productivas subsidiarias. Las Entidades Subsidiarias tienen, principalmente, el objeto siguiente:

- Pemex Exploración y Producción: La exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país, así como en el extranjero.
- Pemex Transformación Industrial: Las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- Pemex Perforación y Servicios: Proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
- Pemex Logística: Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados a PEMEX, empresas productivas subsidiarias, empresas filiales y terceros, mediante estrategias de movimiento por ducto y por medios marítimos y terrestres; así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.
- Pemex Cogeneración y Servicios: La generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica, incluyendo, de forma no limitativa, la producida en centrales eléctricas y de cogeneración; así como la provisión de servicios técnicos y de administración asociados a dichas actividades, para PEMEX y terceros, por sí misma o a través de empresas en las que participe de manera directa o indirecta.
- Pemex Fertilizantes: La producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados.
- Pemex Etileno: La producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno, por cuenta propia o de terceros.

El Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2015 y entró en vigor al día siguiente de su publicación.

Asimismo, el 28 de abril de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, los acuerdos de creación de las siete empresas productivas subsidiarias, los cuales iniciaron su vigencia una vez que se realizaron las gestiones administrativas necesarias para dar inicio a las operaciones de la empresa productiva subsidiaria de que se trate y que el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emitió la declaratoria respectiva y la misma se publicó en el Diario Oficial de la Federación.

El 29 de mayo de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, las declaratorias de entrada en vigor tanto del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción como del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Cogeneración y Servicios que emitió el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, por lo que los acuerdos referidos entraron en vigor el 1 de junio de 2015.

El 31 de julio de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, las declaratorias de entrada en vigor de los acuerdos de creación de las empresas productivas subsidiarias Pemex Perforación y Servicios, Pemex Fertilizantes, y Pemex Etileno, emitidos por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, cuya vigencia inició el 1 de agosto de 2015.

El 1 de octubre de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la declaratoria de entrada en vigor del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Logística que emitió el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, por lo que el acuerdo referido entró en vigor el 1 de octubre de 2015.

El 6 de octubre de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la declaratoria de entrada en vigor del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación Industrial que emitió el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos. Dicho acuerdo de creación entró en vigor el 1 de noviembre de 2015.

A la fecha de presentación de estos estados financieros, todos los acuerdos de creación de las empresas productivas subsidiarias han entrado en vigor.

En estos estados financieros consolidados, los términos con mayúscula inicial que no se definen en los mismos, se entienden tal y como se establecen en la Ley de Petróleos Mexicanos.

La principal diferencia entre las Entidades Subsidiarias y las Compañías Subsidiarias es que las Entidades Subsidiarias son empresas productivas del Estado, mientras que las Compañías Subsidiarias son empresas filiales que han sido creadas conforme a las leyes aplicables de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas. Las "Compañías Subsidiarias" se definen como aquellas empresas que son controladas, directa o indirectamente, por Petróleos Mexicanos (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, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias son referidos como "PEMEX".

El domicilio de Petróleos Mexicanos y principal lugar de negocios es: Avenida Marina Nacional No. 329, Colonia Verónica Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11300, Ciudad de México.

## **2. Bases de preparación**

### **a. Declaración de cumplimiento**

PEMEX preparó estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y por los años terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF, NIC o IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Con fecha 25 de abril de 2016, fueron autorizados para su emisión los estados financieros consolidados y sus notas, por los siguientes funcionarios: Lic. Juan Pablo Newman Aguilar, Director Corporativo de Finanzas, C. P. Víctor M. 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 sesión del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos a efectuarse el 27 de abril de 2016, previa opinión favorable del Comité de Auditoría sobre el dictamen del auditor externo, 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 del 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 ("IFD"); 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.

Los estados financieros consolidados han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que PEMEX podrá cumplir con sus obligaciones de pago.

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, PEMEX reconoció pérdidas netas por \$ 712,567,398 y \$ 265,542,989, respectivamente, originadas principalmente por la caída en los precios internacionales del crudo que impactó las ventas y el deterioro de activos fijos de PEMEX (ver Nota 12-d), especialmente en 2015; y por la elevada carga tributaria aplicable a la industria. Adicionalmente, a esas fechas, se tiene un patrimonio negativo ya que los activos totales son inferiores a los pasivos totales por \$ 1,331,675,898 y \$ 767,720,854, respectivamente. Lo anterior ha ocasionado a PEMEX problemas de liquidez.

El principal uso de los fondos en 2015 fue para inversiones capitalizables (\$ 259,212,512, incluyendo los gastos de exploración). PEMEX cumplió con estas inversiones principalmente con fondos generados por los flujos netos de efectivo por actividades de financiamiento, que ascendieron a \$ 134,915,087. Durante el año 2015, el flujo neto de caja de las actividades de operación fue menor que los recursos necesarios para financiar las inversiones capitalizables y otros gastos.

Durante 2015, los flujos netos de efectivo de actividades de operación por \$ 102,336,640 fueron inferiores a los recursos necesarios para fundear nuestros gastos de inversión de \$ 254,831,588. Las ventas totales disminuyeron en un 26.5% en 2015, de \$ 1,586,727,874 en 2014 a \$ 1,166,362,469 en 2015. La caída en los flujos netos de efectivo de actividades de operación forzó a PEMEX a incrementar las actividades de financiamiento de \$ 117,112,405 en 2014 a \$ 134,915,087 en 2015. Uno de los problemas que se enfrentan al cierre del ejercicio 2015 es la falta de liquidez que ha retrasado el pago a proveedores con un saldo de \$ 167,314,243.

A pesar de la existencia de los resultados negativos y el ambiente adverso que enfrenta PEMEX, ésta considera que los beneficios de los cambios estructurales con motivo de la Reforma Energética y las demás acciones llevadas a cabo que se mencionan a continuación, están encaminados a garantizar la continuidad de sus operaciones, reducir costos y generar mayores ingresos. Los principales beneficios de la Reforma Energética descrita en la Nota 1, para PEMEX son:

- Mantiene su cartera de clientes y la posibilidad de ampliar ésta, con lo cual asegura de manera importante los ingresos derivados de la venta de productos y prestación de servicios.
- Con motivo de la primer adjudicación de las áreas en exploración y campos en producción por parte de la Secretaría de Energía en la denominada Ronda Cero, PEMEX conservó el 96% de las reservas probadas del país, para el resto (incluyendo las reservas posibles) tiene la posibilidad de participar, ya sea por su cuenta o en forma conjunta con algún otro participante en las licitaciones de esos campos.
- La modificación del plan de pensiones generó una disminución del pasivo por beneficios a los empleados por \$ 194,703,087 y un beneficio en los resultados del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 por \$ 184,272,433.
- Durante los ejercicios 2015 y 2014, PEMEX recibió aportaciones del Gobierno federal por un importe de \$ 60,000,000 y \$ 22,000,000 (ver Nota 21).

PEMEX se está redefiniendo a fin de garantizar el cumplimiento de sus obligaciones y operar de forma eficiente y competitiva, adicionalmente, PEMEX ha estado implementando las siguientes acciones:

- Reducción de sus gastos por un importe de \$ 100,000,000 a fin de compensar parcialmente la disminución de ingresos, sin afectar de forma importante las metas de producción de petróleo y gas.

- Identificación de oportunidades para acuerdos conjuntos, mismos que de materializarse, permitirán obtener ingresos adicionales, así como ahorros en los costos de inversión.
- Acciones para migrar las asignaciones de reservas vigentes, al esquema de contratos a fin de mejorar el régimen fiscal aplicable.
- Ajustes a los planes de inversión y financiamiento, incluyendo el establecimiento de líneas de crédito con la banca de desarrollo y nuevos esquemas de financiamientos (tales como el fideicomiso conocido como Fibra E que mantiene los activos relacionados principalmente con la transportación y almacenamiento de hidrocarburos).
- A partir del 1 de enero de 2016, las nuevas contrataciones de empleados se realizan bajo un plan de contribuciones definidas, asimismo, se realizarán acciones para que las contrataciones anteriores a esta fecha, migren de un plan de beneficios definidos a un plan de contribuciones definidas.
- Enajenación de activos no útiles o prescindibles a fin de obtener capital de trabajo.

Es importante destacar que PEMEX no está sujeto a la Ley de Concursos Mercantiles, ni existe ninguna cláusula en los contratos de financiamiento vigentes que motiven la exigencia para el pago inmediato de la deuda por tener patrimonio negativo.

En virtud de lo anterior y al apoyo declarado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y de conformidad con la NIIF 1 ("Normas de reporte financiero", "NIIF 1"), la administración no tiene intención de liquidar PEMEX, ni de dejar de operar.

PEMEX presentó sus estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014 bajo la hipótesis de negocio en marcha; sin embargo, la administración está conciente, al hacer su evaluación de negocio en marcha, de incertidumbres relativas a eventos o condiciones que puedan aportar dudas significativas sobre la posibilidad de que la entidad siga funcionando normalmente. Por lo que PEMEX ha revelado en esta nota estos eventos y condiciones, así como las circunstancias y acciones que está tomando para enfrentar estas situaciones adversas. PEMEX ha evaluado las incertidumbres y posibilidades de ocurrencia de eventos que no le permitan seguir operando como un negocio en marcha y considera que éstas son poco probables.

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 propiedad del Gobierno Federal. A partir del ejercicio 2015 Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias cuentan con autonomía presupuestaria, y se sujetan sólo al balance financiero (diferencia entre los ingresos y el gasto neto total, incluyendo el costo financiero de la deuda pública del Gobierno Federal y de las entidades de control directo) y al techo de gasto de servicios personales que a propuesta de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) apruebe el Congreso de la Unión en pesos mexicanos. Hasta el año 2014 su presupuesto fue sujeto de autorización por la Cámara de Diputados y publicado en el Diario Oficial de la Federación en pesos mexicanos.
- iii. La provisión por beneficios a los empleados representa aproximadamente el 41% en 2015 y 51% en 2014 de los pasivos totales de PEMEX. Esta provisión es calculada, denominada y liquidable en pesos mexicanos.
- iv. Los flujos de efectivo para liquidar los gastos generales, los impuestos y derechos, son realizados en pesos mexicanos.

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 de reporte, utilizando para ello el tipo de cambio de cierre del periodo 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 son presentados en unidades.

### 3. Resumen de políticas de contabilidad significativas

La preparación de los estados financieros consolidados de acuerdo con las NIIF, requiere que la administración 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.

Las estimaciones y los supuestos relevantes son revisados periódicamente, y los efectos relativos, si los hubiere, son reconocidos en el mismo periodo y en los periodos 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-g Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo
- Nota 3-i Deterioro en el valor de los activos no financieros
- Nota 3-k Provisiones
- Nota 3-l Beneficios a empleados
- Nota 3-m Impuestos a la utilidad y derechos
- Nota 3-o 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 periodos presentados en estos estados financieros consolidados:

a. Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen los de Petróleos Mexicanos, los de las Empresas Productivas Subsidiarias y los de las Compañías Subsidiarias, definidos en la Nota 1. Los saldos entre las empresas que se consolidan, los ingresos y gastos, así como las utilidades y pérdidas no realizadas resultantes de operaciones entre ellas, han sido eliminados en la preparación de los estados financieros consolidados.

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.

Inversión en subsidiarias

Los estados financieros de las Empresas Productivas Subsidiarias 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.

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 las Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias se preparan por el mismo periodo de información que el de la entidad controladora, aplicando políticas contables uniformes.

La información de las compañías subsidiarias se presenta en la Nota 4.

Inversiones permanentes en asociadas y acuerdos conjuntos

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

Los acuerdos conjuntos son aquellos mediante los cuales dos o más partes mantienen control conjunto de un acuerdo, éstos pueden conforme a su naturaleza representar un negocio conjunto, donde las partes tienen derecho sobre los activos netos del acuerdo, 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.

La información de las inversiones permanentes en asociadas y acuerdos conjuntos se presenta en la Nota 11.

#### Participación no controladora

La proporción de los propietarios que no tienen una participación controladora en el patrimonio ni en el resultado integral de las subsidiarias de PEMEX, se presenta en los estados consolidados de situación financiera, estados consolidados de variaciones en el patrimonio como "participaciones no controladoras" y como resultado neto y resultado integral del periodo, atribuible a participaciones no controladoras, en los estados consolidados del resultado integral.

#### 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 los estados consolidados del resultado integral.

#### 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, liquidación y a la presentación de información financiera.

Las diferencias de cambio que surjan al liquidar las partidas monetarias, o al convertir las partidas monetarias a tipos de cambio 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 en cambios, 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 periodo, cualquier diferencia en cambios incluida en esta pérdida o ganancia, también se reconocerá en los resultados del periodo.

#### c. Medición del valor razonable

PEMEX mide ciertos instrumentos financieros, tales como los instrumentos financieros derivados, a su valor razonable a la fecha de cierre del periodo sobre el que se informa.

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.
- 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 y partidas por cobrar y vi) IFD. 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, activos financieros disponibles para la venta, 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.

A continuación se mencionan las políticas de los instrumentos financieros que está operando PEMEX:

##### 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. Adicionalmente, 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 los estados consolidados del resultado integral.

##### 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 mencionadas. 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 otros resultados integrales en el patrimonio. 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.

#### Préstamos y partidas por cobrar

Los préstamos y partidas por cobrar, inicialmente se reconocen a valor razonable, después del reconocimiento inicial se miden a costo amortizado usando el método de Tasa de Interés Efectiva (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 del resultado integral.

#### Instrumentos financieros derivados

Los 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 periodo; 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 implícitos). 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 no estén estrechamente relacionados con el contrato.

#### Deterioro de activos financieros

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.

La evidencia de deterioro puede incluir indicios de que los deudores o un grupo de deudores están experimentando dificultades financieras significativas, morosidad, falta de pago de interés o capital, probabilidad de que sufran quiebra u otra reorganización financiera y cuando los datos observables indiquen que existe una disminución medible en los flujos de efectivo futuros estimados, tales como los cambios en condiciones económicas que se correlacionan con falta de pagos. Los deterioros por tipo de activo son:

#### Deterioro activos financieros a costo amortizado

La pérdida por deterioro de los activos financieros llevados a costo amortizado se medirá como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados (excluyendo las pérdidas crediticias futuras en las que se haya incurrido), descontados con la tasa de interés original del activo financiero. El importe de la pérdida se reconocerá en el resultado del periodo.

Si, en periodos posteriores, el importe de la pérdida por deterioro disminuye y la disminución puede ser objetivamente relacionada con un evento posterior al reconocimiento del deterioro, la pérdida por deterioro previamente reconocida será revertida en el resultado del periodo.

#### Deterioro activos financieros clasificados como disponibles para la venta

Adicionalmente a las evidencias de deterioro citadas previamente, para los activos financieros clasificados como disponibles para la venta, un descenso significativo o prolongado en su valor razonable por debajo de su costo, también es una evidencia objetiva de deterioro de valor.

Cuando exista evidencia objetiva de que el activo ha sufrido deterioro, la pérdida acumulada que haya sido reconocida en otro resultado integral se reclasificará del patrimonio al resultado del ejercicio, aunque el activo no haya sido dado de baja.

Si en un periodo posterior, el valor razonable de un instrumento de deuda clasificado como disponible para la venta se incrementa, y dicho incremento puede ser objetivamente relacionado con un suceso ocurrido después que la pérdida por deterioro de valor fue reconocida en el resultado del ejercicio, tal pérdida se revertirá reconociendo el importe de la reversión en el resultado del periodo.

#### e. Efectivo y 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 bajo de cambios en el valor razonable, que se utilizan en la gestión de los compromisos a corto plazo de PEMEX.

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

#### f. 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.

g. 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 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 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 o, 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 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 periodos 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 resultados en el periodo en el que se incurrir.

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, cuando aplique, se 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 periodo.

La depreciación y amortización de los costos capitalizados en pozos se determinan en función de la vida económica estimada del campo al que pertenecen, considerando la relación existente entre la producción de barriles de petróleo crudo equivalente del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo, determinadas al inicio del año, con actualizaciones trimestrales por las nuevas inversiones de desarrollo.

Los demás elementos de ductos, propiedades, planta y equipo se depreciar 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 estimada 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 de 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.

#### h. Reservas de hidrocarburos

De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, todas las reservas de petróleo y otros hidrocarburos en México son propiedad de la Nación. Con base en lo mencionado y de acuerdo con la normatividad aplicable a la fecha de estos estados financieros consolidados, las reservas de petróleo y otros hidrocarburos asignados a PEMEX por el Gobierno Mexicano no se registran contablemente debido a que no son de su propiedad. PEMEX 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.

#### i. 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. Cuando el valor en libros de un activo o su unidad generadora de efectivo excede a su importe recuperable, PEMEX registra una pérdida por deterioro en el resultado integral, de conformidad con la NIC 36 "Deterioro del valor de los activos" ("NIC 36").

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, considerando un factor de riesgo asociado a las mismas.

Las pérdidas por deterioro y su reversión se reconocen en el resultado del año, en los renglones de costos y gastos en los que se reconoce su depreciación o amortización. En ningún caso se permite presentar las pérdidas por deterioro como parte de los costos y gastos que han sido capitalizados en el valor de algún activo, es decir, no se permite la capitalización de las pérdidas por deterioro como parte del costo de producción de los inventarios. De presentarse esta situación, las pérdidas por deterioro asociadas a los inventarios se registran como parte del costo de ventas. Las pérdidas por deterioro de inversiones en asociadas, negocios conjuntos y otras inversiones permanentes se reconocen en el rubro denominado participación en los resultados de compañías asociadas.

Las pérdidas por deterioro podrán 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 en libros de los activos netos de depreciación o amortización que habría sido determinado si el deterioro nunca se hubiese reconocido.

#### j. 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 los estados consolidados de resultado integral conforme son devengados.

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 12-f).

#### k. 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.

## Pasivos 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 en el 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 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. La determinación del valor razonable se basa en la tecnología y normatividad existente; en el remoto caso que no pueda determinarse una estimación confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para determinar la mejor estimación.

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, 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.

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 periodo. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su valor presente (descontado). No se consideran valores de rescate debido a que éstos tradicionalmente no han existido.

## I. 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 del resultado integral en el momento en que se determinan.

El costo por servicios pasados se reconoce como un gasto en el periodo 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 la pensión post mortem pagadera a la viuda, en caso de muerte de un trabajador, así como servicio médico y ayudas de gas y canasta básica.

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

## m. Impuesto a la utilidad y derechos

### Impuesto corriente a la utilidad

Los activos y pasivos por impuestos corrientes a la utilidad por el periodo actual o de periodos anteriores, se miden al monto que se espera recuperar o pagar a las autoridades fiscales. La legislación y las tasas fiscales utilizadas para calcular dichos importes son aquéllas que estén aprobadas o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado al final del periodo sobre el que se informa.

Los impuestos corrientes a la utilidad relacionados con conceptos reconocidos directamente en el patrimonio deben reconocerse directamente en otros resultados integrales. Periódicamente, la administración evalúa las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en donde las regulaciones fiscales aplicables estén sujetas a interpretación, y se crean provisiones, cuando es necesario.

### Impuestos diferidos

Los impuestos diferidos se determinan utilizando el método de balance, con base en las diferencias temporales entre los valores contables y fiscales de los activos y pasivos a la fecha de los estados financieros.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporales gravables, salvo:

- Cuando el pasivo por impuesto diferido surja del reconocimiento inicial del crédito mercantil, o de un activo o pasivo derivado de una transacción que no constituya una combinación de negocios y que, al momento de la transacción, no afecte ni la utilidad contable ni la utilidad o pérdida fiscal.
- Con respecto a las diferencias temporales gravables relacionadas con las inversiones en subsidiarias, asociadas y participaciones en negocios conjuntos, de los cuales se pueda controlar el momento de reversión de las diferencias temporales y sea probable que dichas diferencias temporales no se reviertan en un futuro cercano.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporales deducibles y por los créditos fiscales no utilizados y las pérdidas fiscales no amortizadas, en la medida en que sea probable que habrá utilidades fiscales futuras contra las cuales se puedan utilizar las diferencias temporales deducibles y aplicar los créditos fiscales no utilizados y amortizar las pérdidas fiscales no utilizadas, salvo:

- Cuando el activo por impuesto diferido relacionado con la diferencia temporal deducible surja del reconocimiento inicial de un activo o un pasivo derivado de una transacción que no constituya una combinación de negocios y que, al momento de la transacción, no se afecte ni la utilidad contable ni la utilidad o pérdida fiscal.
- Con respecto a las diferencias temporales deducibles relacionadas con las inversiones en subsidiarias, asociadas y participaciones en negocios conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente en la medida en que sea probable que dichas diferencias temporales se reviertan en un futuro cercano y haya utilidades fiscales contra las cuales se puedan aplicar dichas diferencias temporales.

El valor neto en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación de información y se reduce en la medida en que ya no sea probable que haya utilidades fiscales futuras suficientes para permitir que se apliquen todos o una parte de los activos por impuestos diferidos. Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se revalúan en cada fecha de presentación de información y se comienzan a reconocer en la medida en que sea probable que haya utilidades fiscales futuras suficientes para permitir la recuperación del activo por impuestos diferidos.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden con base en las tasas fiscales que estarán vigentes en el ejercicio cuando el activo se materialice o el pasivo se liquide, con base en las tasas fiscales (y legislación fiscal) que estén aprobadas o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado al final del periodo sobre el que se informa.

Los impuestos diferidos relacionados con conceptos reconocidos directamente en el patrimonio deben reconocerse directamente en otros resultados integrales.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan, si existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos fiscales circulantes contra los pasivos por impuestos sobre las utilidades a corto plazo, y si los impuestos diferidos se relacionan con la misma entidad fiscal y la misma autoridad fiscal.

#### Derechos

PEMEX es sujeto de Impuestos y Derechos especiales, los cuales se basan principalmente en el valor de los hidrocarburos extraídos, con deducciones en algunos casos y en cuotas establecidas en razón del tiempo y superficie de exploración.

Estos impuestos y derechos se reconocen de conformidad con la NIC 12, Impuesto a las Utilidades (NIC 12), cuando cumplen con las características de impuesto a la utilidad, lo cual ocurre cuando dichos impuestos y derechos son establecidos por una autoridad gubernamental y se determinan sobre una fórmula que considera el remanente de ingresos (o la extracción valuada a un precio de venta) menos gastos, consecuentemente debe reconocerse el impuesto a la utilidad corriente y el impuesto diferido con base en los párrafos anteriores. Los impuestos y derechos que no satisfagan estos criterios se reconocen como pasivos, afectando los renglones de costos y gastos relativos a las operaciones que les dieron origen.

#### n. Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)

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

#### o. 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.

#### p. Reconocimiento de los ingresos

Los ingresos por venta se reconocen en el momento en el que se transfieren los riesgos y beneficios del petróleo, 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.

q. Presentación del estado consolidado del resultado integral

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

Costo de lo vendido

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

Otros ingresos (gastos), neto

El rubro de otros ingresos (gastos), neto, consiste principalmente en los ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS, otros ingresos por servicios, bases de licitación, sanciones, penalizaciones, adhesión y mantenimiento de franquicias y siniestros, entre otros.

Gastos de distribución, transportación y venta

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

Gastos de administración

Representa los gastos relativos al personal administrativo de PEMEX.

Ingreso financiero

El ingreso financiero incluye intereses a favor, productos financieros y otros ingresos derivados de operaciones financieras con terceros que resulten a favor de PEMEX.

Costo financiero

El costo financiero, incluye los intereses a cargo, comisiones y gastos derivados de los financiamientos, deducidos de los importes capitalizados.

(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto

Representa el efecto neto de las pérdidas y ganancias del periodo provenientes de los instrumentos financieros derivados (Nota 3-d).

(Pérdida) rendimiento en cambios

Las diferencias en cambios incurridas en relación a activos o pasivos contratados en moneda extranjera se registran en los resultados del periodo.

r. Segmentos operativos

Un segmento operativo es un componente identificable de PEMEX que desarrolla actividades de negocio del 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.

s. Activos no circulantes mantenidos para la venta, mantenidos para distribuir a propietarios y operaciones discontinuas

Activos no circulantes mantenidos para la venta

PEMEX clasifica un activo no circulante (o grupo de activos para su disposición) como mantenido para la venta si: a) el importe en libros del activo no circulante (o grupo de activos para su disposición) se recupera fundamentalmente a través de una transacción de venta, b) el activo no circulante (o grupo de activos para su disposición) está disponible, en sus condiciones actuales, para la venta inmediata y, c) la venta es altamente probable dentro de los próximos 12 meses o más, con ciertas excepciones.

Los activos clasificados como mantenidos para la venta se miden a su valor en libros inmediatamente antes de la clasificación como mantenidos para la venta, o a valor razonable menos su costo de venta, el que sea menor y se presentan por separado en los estados consolidados de situación financiera. Ningún activo clasificado como mantenido para la venta está sujeto a depreciación o amortización después de su clasificación como mantenido para la venta.

Los pasivos que formen parte de un grupo de activos para su disposición, clasificados como mantenidos para la venta, se presentarán en el estado consolidado de situación financiera de forma separada de otros pasivos, estos activos y pasivos no se compensarán, ni se presentaran como un único importe.

Activos mantenidos para distribuir a propietarios

Cuando PEMEX se compromete a distribuir un activo no circulante (o grupo de activos para disposición) a los propietarios, dicho activo (o grupo de activos para disposición) se clasifica como mantenido para distribuir a propietarios si: a) el activo no circulante (o grupo de activos para disposición) está disponible para distribución inmediata en sus condiciones actuales y, b) la distribución es altamente probable dentro de los próximos 12 meses o más, considerando ciertas excepciones.

Los activos mantenidos para distribuir a propietarios se miden a su valor en libros inmediatamente antes de la clasificación como mantenidos para distribuir a propietarios, o a su valor razonable menos su costo de distribución, el que sea menor y se presentan por separado en los estados consolidados de posición financiera. Un activo clasificado como mantenido para distribuir a propietarios no será sujeto a depreciación o amortización después de su clasificación como mantenido para distribución a propietarios.

Los pasivos que formen parte de un grupo de activos para su disposición, clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, se presentarán en el estado consolidado de situación financiera de forma separada de otros pasivos, estos activos y pasivos no se compensarán, ni se presentarán como un único importe.

Operaciones discontinuas

Una operación discontinúa es un componente de la entidad del cual se ha dispuesto, o se ha clasificado como mantenido para su venta y:

- Representa una línea separada de negocio significativa o de un área geográfica de operaciones.
- Es parte de un plan coordinado específico para disponer de una línea separada de negocio significativa o de un área geográfica de operaciones.
- Es una subsidiaria adquirida exclusivamente con miras a su reventa.

Las utilidades o pérdidas de las operaciones discontinuas, incluyendo componentes de años anteriores de utilidades o pérdidas, se presentan en un solo monto en el estado consolidado de resultado integral.

t. Cambios contables

El IASB emitió enmiendas a las NIIF, las cuales son aplicables a PEMEX a partir del 1 de enero de 2015 y se mencionan a continuación:

a. NIIF 8 Segmentos de operación (NIIF 8).

El IASB como parte de las mejoras anuales a las NIIF ciclo 2010-2012, publicó enmiendas a la NIIF 8 Segmentos de operación (NIIF 8).

La enmienda se relaciona con información adicional a revelar sobre los juicios de la gerencia relacionados con la agregación de segmentos de operación, incluyendo una breve descripción de los segmentos de operación y los indicadores económicos que se han evaluado para determinar que los segmentos de operación agregados comparten características económicas similares. Adicionalmente, la entidad proporcionará la conciliación de los activos de los segmentos.

Las revelaciones requeridas se incluyen en la Nota 5.

b. Enmienda a la NIC 24.- Información a revelar sobre partes relacionadas.

Especifica que una entidad está relacionada con la que informa si la entidad o cualquier miembro de un grupo del cual es parte, proporciona servicios del personal clave de la gerencia a la entidad que informa o a la controladora de la entidad que informa.

La enmienda no tuvo impacto en estos estados financieros consolidados.

c. Enmienda a la NIC 40.- Propiedades de inversión.

Aclara la interrelación entre la NIC 40 y la NIIF 3.- Combinaciones de Negocios, al clasificar los inmuebles entre inversiones en propiedades y activos ocupados por el propietario. Esta enmienda indica la descripción de servicios complementarios para diferenciar entre inversiones en propiedades y activos ocupados por el propietario, mientras que la NIIF 3 se utiliza para determinar si la transacción es una compra de activo o una combinación de negocios.

La enmienda no tuvo efecto contable.

d. Enmiendas al Método de Participación en la NIC 27 Estados Financieros Separados (NIC 27).

En agosto de 2014, el IASB publicó Método de participación en Estados Financieros Separados (Enmienda a la NIC 27). La enmienda a la NIC 27 permitirá a las entidades el uso del método de participación para el registro de inversión en acciones, negocios conjuntos y asociadas para la preparación de estados financieros separados.

La enmienda es efectiva para periodos que comienzan en o después del 1 de enero de 2016, permitiéndose la aplicación anticipada.

PEMEX decidió aplicar de forma anticipada esta enmienda para la preparación de estados financieros separados, por ello, la aplicación anticipada de esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

u. Normas Internacionales de Información Financiera, aún no vigentes

A continuación se enumeran las normas y enmiendas que pudieran tener efecto en la información financiera de PEMEX, las cuales fueron emitidas por el IASB, pero que no se encuentran vigentes a la fecha de los presentes estados financieros consolidados.

Enmiendas aplicables a partir de 2016:

a. Enmienda a la NIC 16 Propiedades, planta y equipo (NIC 16) y NIC 38 Activos intangibles (NIC 38) para aclarar los métodos aceptables de depreciación y amortización.

- La enmienda a la NIC 16 prohíbe que para los componentes de propiedades, planta y equipo las entidades usen el método de depreciación basado en los ingresos ordinarios.
- La enmienda a la NIC 38 introduce la presunción refutable de que los ingresos ordinarios son una base apropiada para la amortización de un activo intangible. Esta presunción sólo puede ser refutada en dos circunstancias limitadas: a) el activo intangible está expresado como una medida de ingresos ordinarios; y b) los ingresos ordinarios y el consumo del activo intangible están altamente correlacionados.
- Se explica que las reducciones futuras esperadas en los precios de venta podrían ser un indicador de la reducción de los beneficios económicos futuros inmersos en un activo.
- Las enmiendas aplican prospectivamente para los periodos anuales que comiencen a partir del 1º de enero de 2016, permitiéndose la adopción anticipada.

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

b. Enmiendas a la NIIF 11 Acuerdos conjuntos para abordar la contabilidad para las adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas.

- Las enmiendas abordan cómo un operador conjunto debe contabilizar la adquisición de un interés en una operación conjunta en la cual la actividad de la operación conjunta constituye un negocio. La NIIF 11 con estas enmiendas, requiere ahora que estas transacciones sean contabilizadas usando los principios relacionados con la contabilidad de las combinaciones de negocios contenidos en la NIIF 3 Combinaciones de negocios.
- También se menciona que se debe revelar la información relevante requerida por la NIIF 3.
- Se espera que los impactos más importantes serán el reconocimiento de la plusvalía (cuando haya un exceso de la consideración transferida sobre los activos netos identificables) y el reconocimiento de los activos y pasivos por impuestos diferidos.
- Las enmiendas no sólo aplican a las adquisiciones de intereses en una operación conjunta, sino también cuando un negocio es aportado a la operación conjunta en su formación.
- Las enmiendas son para ser aplicadas prospectivamente y son efectivas a partir del 1º de enero de 2016, permitiéndose la adopción anticipada.

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

c. Enmiendas a la NIIF 10 Estados financieros consolidados y NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos para la venta o contribución de activos entre el inversionista y sus asociadas o negocios conjuntos.

Las enmiendas abordan una inconsistencia identificada entre los requerimientos de la NIIF 10 y los de la NIC 28 (2011), en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre el inversionista con su asociada o negocio conjunto.

La principal consecuencia de las enmiendas radica en que una ganancia o una pérdida completa se reconocen cuando la transacción involucra un negocio (independientemente de si encuentra en una subsidiaria o no). Una ganancia o pérdida parcial se reconoce cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso si estos activos están alojados en una subsidiaria.

En diciembre de 2015, el IASB decidió diferir indefinidamente la entrada en vigor de esta enmienda. Se espera que la adopción de esta enmienda no tenga impacto.

- d. Enmiendas a la NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas (NIIF 5). Cambios en los métodos de disposición.

Las enmiendas introducen una guía específica en la NIIF 5 para cuando la entidad reclasifica un activo mantenido para la venta a mantenido para distribución a propietarios, o viceversa, y para los casos en que se interrumpe la contabilización de los activos mantenidos para la distribución. Las enmiendas establecen que:

- Dichas reclasificaciones no deben considerarse como cambios en un plan de venta o un plan de distribución a los propietarios y se deben de aplicar los requerimientos de presentación y medición señalados por el nuevo método de disposición.
- Activos que ya no cumplen con los criterios para mantenidos para distribuir a los propietarios (y no cumplen con los criterios de mantenidos para la venta) deben ser tratados de la misma manera que los activos que dejan de ser clasificados como mantenidos para la venta.

Las modificaciones se aplican de forma prospectiva y son efectivas para periodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

- e. Enmiendas a la NIIF 7 Instrumentos Financieros (NIIF 7): información a revelar.

Contratos de servicios de administración.

Las enmiendas proveen una orientación adicional para aclarar si un contrato de prestación de servicios es una "implicación continuada" de un activo transferido con el propósito de determinar las revelaciones que se requieren en relación con los activos transferidos.

Las modificaciones se aplican de forma retrospectiva, pero, para evitar el riesgo por la retrospectiva que se aplica en la determinación de las revelaciones que requiere el valor razonable, la entidad no está obligada a aplicar las enmiendas para cualquier periodo que inicie antes del periodo anual en el que se aplican por primera vez las enmiendas. Como consecuencia se enmienda la IFRS 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera.

Las modificaciones son efectivas para periodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016

Aplicación de las modificaciones a la NIIF 7 a los estados financieros intermedios condensados

Se hicieron enmiendas a la NIIF 7 para eliminar la incertidumbre en cuanto a si los requisitos de revelación de los activos y pasivos financieros de compensación (introducido en diciembre de 2011 y efectivo para los ejercicios iniciados en o después del 1 de enero de 2013) deben incluirse en los estados financieros intermedios condensados, y de ser así, en todos los estados financieros intermedios condensados presentados después del 1 de enero de 2013 o sólo en el primer año. Las enmiendas aclaran que las revelaciones de compensación no se requieren de forma explícita para todos los periodos intermedios. Sin embargo, es posible que se incluyan las revelaciones en los estados financieros intermedios condensados para cumplir con la NIC 34 Información Financiera Intermedia.

Las enmiendas aplican retrospectivamente con base a la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en Estimados Contables y Errores y son efectivas para periodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

- f. Enmienda a la NIC 19 Beneficios a los empleados - Tasa de descuento: emisión en un mercado regional.

Las modificaciones a la NIC 19 aclaran que los bonos corporativos de alta calidad utilizados para estimar la tasa de descuento para obligaciones por beneficios post-empleo deben denominarse en la misma moneda en que son pagados dichos beneficios. Estas enmiendas aclaran que la amplitud del mercado de bonos corporativos de alta calidad debe evaluarse a nivel de la moneda.

Una entidad aplicará las modificaciones de forma retroactiva de acuerdo con la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada.

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

- g. NIC 34 Información financiera intermedia - Información a revelar "en alguna otra parte de la información financiera intermedia".

Las enmiendas aclaran los requisitos para revelar información en otra parte de la información financiera intermedia. Las enmiendas requieren que dicha información se incorpore por medio de una referencia cruzada de los estados financieros intermedios a la otra parte de la información financiera intermedia que está disponible para los usuarios en las mismas condiciones y al mismo tiempo.

Una entidad aplicará estas modificaciones de forma retroactiva de acuerdo con la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada.

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

Enmiendas aplicables a partir de 2017:

- a. Enmiendas a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias-reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas.

Para aclarar la diversidad de prácticas en el reconocimiento de un activo por impuesto diferido originado por un instrumento de deuda medido a valor razonable, el IASB publicó modificaciones a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias-reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas. Las modificaciones a la NIC 12 incluyen algunos párrafos aclaratorios y un ejemplo ilustrativo.

Las modificaciones aclaran los siguientes aspectos:

- Las pérdidas no realizadas en instrumentos de deuda valuados a su valor razonable para efectos contables y a su costo para efectos fiscales dan lugar a una diferencia temporal deducible independientemente de que el titular de los instrumentos de deuda espere recuperar el importe en libros del instrumento de deuda por venta o por el uso.
- El valor en libros de un activo no limita la estimación de los probables beneficios fiscales futuros.

- Las estimaciones de beneficios fiscales futuros excluyen las deducciones fiscales resultantes de la reversión de las diferencias temporales deducibles.
- Una entidad evalúa un activo por impuesto diferido en combinación con otros activos por impuestos diferidos. Cuando la legislación fiscal restringe la utilización de pérdidas fiscales, la entidad podría valorar un activo por impuesto diferido en combinación con otros activos por impuestos diferidos del mismo tipo.

Las modificaciones son retrospectivas y efectivas para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017. Se permite su aplicación anticipada.

PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que esta enmienda tendrá en sus estados financieros.

b. Modificaciones a la NIC 7 "Estados de Flujo de Efectivo" (NIC 7).

El Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, IASB por sus siglas en inglés, publicó modificaciones a la NIC 7. Las modificaciones tienen por objeto mejorar la información proporcionada a los usuarios de los estados financieros sobre las actividades financieras de una entidad.

Cambios

Las modificaciones tienen el objetivo de que las entidades revelen información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios en los pasivos derivados de las actividades de financiamiento.

Para lograr este objetivo, el IASB requiere que los siguientes cambios en los pasivos derivados de las actividades de financiamiento sean revelados: (i) los cambios en los flujos de efectivo de financiamiento; (ii) los cambios derivados de la obtención o pérdida del control de subsidiarias u otros negocios; (iii) el efecto de los cambios en las tasas de cambio extranjeras; (iv) los cambios en el valor razonable; y (v) otros cambios.

El IASB define los pasivos derivados de las actividades de financiamiento a los pasivos "para los cuales los flujos de efectivo eran o serán clasificados en el estado de flujos de efectivo como flujos de efectivo por actividades de financiamiento". Se hace hincapié en que los nuevos requisitos de revelación también se relacionan con los cambios en los activos financieros si cumplen con la misma definición.

Las modificaciones establecen que una manera de cumplir con el nuevo requisito de revelación es proporcionar una conciliación entre los saldos iniciales y finales en el estado de situación financiera, para los pasivos derivados de las actividades de financiamiento.

Por último, las modificaciones establecen que los cambios en los pasivos derivados de las actividades de financiamiento deben ser revelados por separado de los cambios en otros activos y pasivos.

Las modificaciones son efectivas para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017. Se permite su aplicación anticipada. Las entidades no tienen que proporcionar información comparativa cuando apliquen las modificaciones por primera vez.

PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que esta modificación tendrá en sus estados financieros.

Normas aplicables a partir de 2018:

a. NIIF 9 Instrumentos Financieros (NIIF 9 (2014)).

El IASB publicó la NIIF 9 (2009) y la NIIF 9 (2010) que introdujeron nuevos requerimientos de clasificación y valuación, y en 2013 dio a conocer un nuevo modelo para la contabilidad de coberturas. La NIIF 9 publicada en julio de 2014 representa la versión final de la norma, reemplaza versiones previas de la NIIF 9, y completa el proyecto del IASB para reemplazar la NIC 39 Instrumentos Financieros.

La NIIF 9 (2014) incluye un modelo lógico para la clasificación y valuación, un modelo de deterioro único, enfocado hacia el futuro, y un enfoque con cambios sustantivos para la contabilidad de coberturas.

#### Clasificación y valuación

La clasificación determina cómo se contabilizan los activos financieros y los pasivos financieros en los estados financieros y, en particular, como se valúan de forma continua. La NIIF 9 (2014) introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, el cual se fundamenta en las características de flujo y el modelo de negocio en el cual se mantiene el activo. Este enfoque único, basado en principios, reemplaza los requerimientos existentes.

#### Deterioro

El nuevo modelo resulta en la aplicación en un modelo único de deterioro a todos los instrumentos financieros, eliminando así una fuente de complejidad asociada con los requerimientos anteriores. Como parte de la NIIF 9 (2014), el IASB ha introducido un nuevo modelo de deterioro basado en las pérdidas esperadas, el cual requerirá un reconocimiento más oportuno de las pérdidas esperadas. Específicamente, la nueva norma requiere que las entidades reconozcan las pérdidas esperadas desde el reconocimiento inicial de los instrumentos financieros así como a lo largo de la vida del instrumento sobre una base más oportuna. Se requerirán revelaciones adicionales sobre cómo se determinaron las pérdidas y del movimiento de la estimación para pérdidas.

#### Contabilidad de coberturas

La NIIF 9 (2014) introduce un enfoque con cambios sustantivos para la contabilidad de coberturas, con mejoras a revelaciones sobre las actividades de administración de riesgos. El nuevo modelo representa una revisión general importante de la contabilidad de coberturas, que alinea el manejo contable con las actividades de administración de riesgos, permitiendo que las entidades reflejen mejor dichas actividades en sus estados financieros. En adición, como resultado de estos cambios, se proporcionará a los usuarios de los estados financieros mejor información sobre la administración de riesgos y el efecto de la contabilidad de coberturas en la información financiera.

#### Riesgo de crédito propio

La NIIF 9 (2014) también elimina la volatilidad en los resultados que se provocaba por los cambios en el riesgo de crédito de pasivos que se valúan a valor razonable. Este cambio contable significa que las ganancias provenientes del deterioro del riesgo de crédito propio sobre dichos pasivos ya no se reconocen directamente en la utilidad o pérdida neta, sino en otros resultados integrales (ORI).

La NIIF 9 (2014) entra en vigor para los ejercicios que inicien en o después del 1° de enero de 2018. Se permite la aplicación anticipada. Adicionalmente, los cambios respecto del riesgo de crédito propio pueden aplicarse de manera anticipada y aislada, sin las otras modificaciones del reconocimiento de los instrumentos financieros. PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que esta nueva norma tendrán en sus estados financieros.

b. NIIF 15 Ingresos de contratos con clientes.

El IASB ha publicado una nueva norma, la NIIF 15 Ingresos de contratos con clientes (NIIF 15 o la nueva norma). La nueva norma describe un único modelo integral para la contabilidad de los ingresos procedentes de los contratos con clientes y sustituye las guías actuales de reconocimiento de ingresos que se encuentran en las normas e interpretaciones de las NIIF.

El principio básico de la nueva norma es que una entidad debe reconocer el ingreso que represente la transferencia de los bienes o servicios prometidos al cliente, valuada por el monto que la entidad espera recibir a cambio de dichos bienes o servicios.

Las entidades deberán de:

- Identificar que los contratos con clientes estén dentro del alcance de la nueva norma.
- Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato: i) ventas de bienes o servicios por separado, ii) ventas dependientes o interrelacionadas con otros productos o servicios; iii) ventas homogéneas y con patrón consistente.
- Determinar el precio de la transacción: i) contraprestación variable y estimaciones restringidas, ii) valor del dinero en el tiempo y componente de financiamiento, iii) contraprestación no monetaria, iv) contraprestación pagada al cliente.
- Distribuir el precio de transacción entre cada obligación de desempeño separable.
- Reconocer el ingreso cuando cada obligación de desempeño se satisfaga: i) a través del tiempo, ii) en un punto del tiempo.

La nueva NIIF 15 incrementa las revelaciones sobre los ingresos y es efectiva para periodos que comienzan en o después del 1 de enero de 2018, permitiéndose la aplicación anticipada. Las entidades pueden optar por aplicar la norma de forma retroactiva o utilizar enfoque modificado en el año de aplicación. PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que esta nueva norma tendrán en sus estados financieros.

Norma aplicable a partir de 2019:

NIIF 16 Arrendamientos.

En enero de 2016, el IASB publicó una nueva norma contable llamada "NIIF 16 Arrendamientos (NIIF 16)" que deroga la NIC 17 Arrendamientos y sus guías de interpretación.

Los principales cambios con relación a la norma anterior son:

- i. La NIIF 16 proporciona un modelo integral para la identificación de los contratos de arrendamiento y su tratamiento en los estados financieros de los arrendatarios y arrendadores.
- ii. La nueva norma aplica un modelo de control para la identificación de los arrendamientos, distinguiendo entre los arrendamientos y los contratos de servicios sobre la base de si hay un activo identificado y controlado por el cliente.
- iii. Se elimina la distinción entre contratos de arrendamiento operativo y financiero, por ello, se reconocen los activos y pasivos de todos los contratos de arrendamiento, con algunas excepciones para arrendamientos de activos de bajo valor a corto plazo.
- iv. La norma no incluye cambios significativos en los requisitos para la contabilidad de los arrendadores.

La norma es efectiva para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, con aplicación anticipada permitida para las entidades que también han adoptado la NIIF 15 Ingresos de Contratos con Clientes. PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que esta nueva norma tendrán en sus estados financieros.

#### 4. Empresas productivas subsidiarias y compañías subsidiarias

Como se menciona en la Nota 1, derivado de la reorganización corporativa, al 31 de diciembre de 2015, las Empresas Productivas Subsidiarias que se consolidaron son Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Cogeneración, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno.

Las Compañías Subsidiaria que se consolidan son las siguientes:

- P.M.I. Marine, Ltd. (PMI Mar) <sup>(i)</sup>
- P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO) <sup>(i)</sup>
- P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV) <sup>(i)</sup>
- P.M.I. Trading, Ltd. (PMI Trading) <sup>(i)</sup>
- PEMEX Internacional España, S. A. (PMI SES) <sup>(i)</sup>
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S. L. (HPE) <sup>(i)</sup>
- P.M.I. Services North América, Inc. (PMI SUS) <sup>(i)</sup>
- P.M.I. Holdings North América, Inc. (PMI HNA) <sup>(i)</sup>
- P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA) <sup>(i)</sup>
- P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI CIM) <sup>(i)(ii)</sup>
- PMI Field Management Resources, S. L. (FMR) <sup>(i)</sup>
- PMI Campos Maduros SANMA, S. de R. L. de C. V. (SANMA) <sup>(i)</sup>
- Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. (AGRO) <sup>(i)(iii)</sup>
- PMI Azufre Industrial, S. A. de C. V. (PMI AZIND) <sup>(i)(iii)</sup>
- PMI Infraestructura de Desarrollo, S. A. de C. V. (PMI ID) <sup>(i)(iii)</sup>
- PMI Cinturón Transoceánico Gas Natural, S. A. de C. V. (PMI CT) <sup>(i)(iv)</sup>
- PMI Transoceánico Gas LP, S. A. de C. V. (PMI TG) <sup>(i)(iv)</sup>
- PMI Servicios Portuarios Transoceánicos, S. A. de C. V. (PMI SP) <sup>(i)(iv)</sup>
- PMI Midstream del Centro, S. A. de C. V. (PMI MC) <sup>(i)(iv)</sup>
- PEMEX Procurement International, Inc. (PPI)
- Hijos de J. Barreras, S. A. (HJ BARRERAS) <sup>(ii)</sup>
- PEMEX Finance, Ltd. (FIN) <sup>(ii)</sup>
- Mex Gas Internacional, S. L. (MGAS) <sup>(v)</sup>
- Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S. A. de C. V. (III) <sup>(vi)</sup>
- Kot Insurance Company, AG. (KOT)
- PPQ Cadena Productiva, S.L. (PPQCP)
- III Servicios, S. A. de C. V. (III Servicios)

i. Grupo PMI.

ii. Compañía con participación no controladora.

iii. A partir de agosto de 2014, estas compañías son incorporadas a la consolidación.

iv. A partir de febrero de 2015, estas compañías son incorporadas a la consolidación.

v. A partir de mayo de 2014, se modificó la razón social de Mex Gas Internacional, Ltd a Mex Gas Internacional S. L.

vi. A partir de septiembre de 2015, se modificó la razón social de Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V. a Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.

## 5. Segmentos de operación

El negocio principal de PEMEX es la exploración, producción de petróleo y gas natural, así como la producción, proceso y distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos que antes de la reorganización corporativa se llevaba a cabo a través de seis segmentos operativos: Exploración y Producción, Refinación, Gas y Petroquímica Básica, Petroquímica, Comercializadoras (como se definen a continuación), Corporativo y Compañías Subsidiarias.. Después de la reorganización corporativa las operaciones de PEMEX se llevan a través de once segmentos sujetos a informar: Exploración y Producción, Refinación, Gas y Petroquímica Básica, Petroquímica, Cogeneración, Perforación y Servicios, Logística, Etileno, Fertilizantes, Comercializadoras, Corporativo y Compañías Subsidiarias.

En esta Nota 5, para el 31 de diciembre de 2015, PEMEX (a) presenta, a efectos comparativos, sus segmentos operativos de acuerdo con los segmentos que utilizó antes de la reorganización corporativa de acuerdo con IFRS "Segmentos operativos" 8 ("NIIF 8"), y (b) sus segmentos operativos de acuerdo con la manera en que ahora define sus segmentos después de la reorganización corporativa

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 después de la reorganización corporativa son como se describen a continuación:

- Exploración y Producción percibe ingresos de las ventas nacionales de petróleo y gas natural y ventas de exportación de petróleo, a través de algunas de las compañías Comercializadoras. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI CIM aproximadamente 26 clientes principales en varios mercados en el extranjero. Aproximadamente la mitad del crudo de PEMEX se vende a PR.
- Refinación 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 combustóleo y a Aeropuertos y Servicios Auxiliares, la turbosina. Los productos más importantes de PR son las gasolinas.
- Gas y Petroquímica Básica percibe ingresos de fuentes domésticas; también consume niveles elevados de su propia producción de gas natural. La mayoría de sus ingresos se obtienen a través de la venta de gas natural, gas licuado de petróleo, naftas, butano y etano.
- Petroquímica 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.
- Cogeneración y Servicios percibe ingresos por la cogeneración, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica; asimismo presta servicios técnicos y de administración asociados a dichas actividades.
- Perforación y Servicios percibe ingresos por servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
- Pemex Logística percibe ingresos por el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, mediante estrategias de transporte por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.
- Etileno percibe ingresos procedentes de las ventas de productos de metano, etano y propileno. La mayoría de las ventas se realizan dentro del mercado nacional.
- Fertilizantes percibe ingresos de la venta de amoníaco y fertilizantes y sus derivados. La mayoría de las ventas se realizan dentro del mercado nacional.
- Comercializadoras se componen de PMI NASA, PMI CIM, MGAS y PMI Trading las cuales comercializan: petróleo, 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 PEMEX.

Al 31 de diciembre de 2015	Exploración y Producción (i)	Refinación (ii)	Gas y Petroquímica Básica (iii)	Petroquímica (iv)	Cogeneración y Servicios (v)	Perforación y Servicios (vi)	Logística (vii)	Fertilizantes (viii)	Etileno (ix)	ComercIALIZADORAS	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:													
Cientes externos	\$ -	\$ 585,025,139	\$ 135,519,426	\$ 19,645,455	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,494,478	\$ 4,551,413	\$ 407,214,446	\$ -	\$ -	\$ 1,153,450,357
Intersegmentos	690,642,133	54,876,237	55,594,042	15,823,916	-	1,511,970	598,853	209,970	473,990	353,137,149	18,296,515	(1,191,164,775)	-
Ingresos por servicios	-	4,523,258	1,936,343	1,089,460	-	-	10,355,988	236	17,893	661,683	5,107,109	(10,779,858)	12,912,112
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	394,396,580	75,724,859	325,200	292,020	-	-	5,829,520	-	1,276,509	-	-	-	477,944,688
Beneficio del periodo de beneficios a empleados	(13,338,572)	(30,664,355)	4,959,405	5,657,901	-	-	-	-	-	-	-	-	(33,385,621)
Costo de lo vendido	394,128,885	662,080,304	168,143,745	20,646,163	2,793	706,896	10,727,462	1,707,548	4,965,416	749,655,199	5,895,648	(1,182,282,621)	836,377,438
Rendimiento bruto	(84,544,760)	(62,716,174)	19,621,461	9,962,747	(2,793)	805,074	(5,602,141)	(2,864)	(1,198,629)	11,358,078	17,507,976	(19,662,012)	(114,474,036)
Otros (gastos), neto	(7,957,202)	1,078,443	778,891	(614,294)	-	38	26,941	14,680	19,909	1,666,783	721,759	1,890,785	(2,373,266)
Gastos de distribución y transportación	-	29,992,231	1,762,636	(781,058)	1,448	-	3,009	4,416	62,071	376,113	254	(6,863,699)	24,557,421
Gastos de administración	10,870,469	12,275,876	(3,338,847)	(2,718,624)	47,372	8,553	104,484	152,404	519,351	1,900,263	33,246,517	(10,921,940)	42,145,878
Beneficio del periodo de beneficios a empleados	(10,269,913)	(9,878,181)	3,728,715	4,803,916	298	-	310	-	-	119,818	(17,668,484)	-	(29,163,521)
Rendimiento de operación	(93,102,518)	(94,027,657)	18,247,848	8,044,219	(51,911)	796,559	(5,683,003)	(145,004)	(1,760,142)	10,628,667	2,651,448	14,412	(154,387,081)
Ingreso financiero	25,852,078	111,077	2,632,152	46,306	-	43,690	37	3,503	7,728	1,147,870	110,816,691	(125,670,273)	14,990,859
Costo financiero	(90,822,360)	(12,012,682)	(1,463,782)	(261,640)	2,110	(95,280)	(61,153)	-	-	(1,299,580)	(87,289,616)	(125,530,390)	(67,773,593)
(Pérdida) rendimiento en instrumentos financieros derivados	-	-	6,463	-	-	-	-	-	-	1,347,323	(22,803,663)	-	(21,449,877)
Pérdida en cambios, neta	(132,165,427)	(7,218,302)	(129,537)	(16,647)	(7,509)	(92,046)	(11,090)	(3,600)	(2,802)	(49,190)	(15,069,424)	-	(154,765,574)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	(473,082)	-	671,868	-	-	-	-	-	-	2,056,259	(749,900,890)	749,963,960	2,318,115
Impuestos, derechos y aprovechamientos	376,682,705	-	1,839,021	-	-	197,491	(2,069,848)	-	-	5,134,176	(50,283,298)	-	331,500,247
(Pérdida) rendimiento neto	(667,394,014)	(113,147,564)	18,125,991	7,812,238	(57,310)	455,432	(3,685,361)	(145,101)	(1,755,216)	8,697,173	(711,312,156)	749,838,489	(712,567,398)
Total de activo circulante	709,252,019	72,345,772	104,027,317	137,428,541	655,239	2,171,717	49,162,929	1,594,643	4,988,511	73,116,155	275,582,816	(1,163,125,162)	267,200,497
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	919,654	-	6,687,977	-	-	-	-	8,500	-	11,845,489	(242,233,405)	246,937,384	24,165,599
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	966,144,619	178,133,087	55,343,838	12,986,144	-	22,647,454	58,078,603	7,405,969	18,480,684	3,045,704	22,217,529	-	1,344,483,631
Total del activo	1,698,909,241	250,664,777	166,128,881	150,692,920	655,239	24,917,981	111,307,038	9,034,375	23,705,119	93,266,620	1,443,189,883	(2,196,817,874)	1,775,654,200
Total del pasivo circulante	278,507,394	44,457,570	23,921,503	36,190,769	469,524	1,981,652	14,698,159	1,486,468	4,534,980	34,749,438	1,157,183,570	(1,154,773,306)	443,407,721
Deuda a largo plazo	1,252,239,594	15,675,890	810,350	220,765	-	12,031,849	4,850,905	-	-	3,607,840	1,285,676,066	(1,274,240,092)	1,300,873,167
Beneficios a los empleados	379,150,943	395,819,390	96,358,257	117,314,976	61,171	417,817	368,036	12,533	3,611	(59,581)	289,938,288	-	1,279,385,441
Total del pasivo	1,985,557,185	459,367,276	121,966,591	153,946,693	530,696	14,431,318	19,917,100	1,499,001	4,538,591	41,420,792	2,747,910,113	(2,443,755,258)	3,107,330,098
Patrimonio (déficit), neto	(286,647,945)	(208,702,499)	44,162,291	(3,253,773)	124,544	10,486,663	91,389,938	7,535,375	19,166,527	51,845,828	(1,304,720,228)	246,937,382	(1,331,675,898)
Depreciación y amortización	144,567,149	11,608,150	7,096,026	2,212,620	-	612,741	337,364	158,505	442,504	84,493	831,698	-	167,951,250
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	23,608,485	12,266,483	5,555,775	3,570,342	(298)	-	(310)	-	-	(119,819)	17,668,484	-	62,549,142
Adquisiciones de activo fijo	184,786,051	59,079,004	4,981,618	4,875,219	-	-	1,544,224	320,762	1,882,108	677,314	6,711,511	-	264,857,811

- i. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Exploración y Producción fueron transferidas al segmento de Perforación y Servicios el 1 de agosto de 2015. Los resultados del segmento de Exploración y Producción por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 7 meses de 2015, previo a dichas transferencias.
- ii. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Refinación fueron transferidas a los segmentos de Fertilizantes el 1 de agosto de 2015 y a Logística el 1 de octubre de 2015. Los resultados del segmento de Refinación por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 7 y 9 meses de 2015, respectivamente, previo a dichas transferencias.
- iii. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Gas y Petroquímica Básica fueron transferidas a los segmentos de Cogeneración y Servicios el 1 de junio de 2015, Fertilizantes el 1 de agosto de 2015 y a Logística el 1 de octubre de 2015. Los resultados del segmento de Refinación por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 5, 7 y 9 meses de 2015, respectivamente, previo a dichas transferencias.
- iv. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Petroquímica fueron transferidas al segmento de Fertilizantes y Etileno el 1 de agosto de 2015 y a Logística el 1 de octubre de 2015. Los resultados del segmento del segmento de Petroquímica por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 7 y 9 meses de 2015, respectivamente, después de dichas transferencias.
- v. Como se menciona en el inciso (iii) anterior, los resultados para el segmento de Cogeneración y servicios por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 7 meses de 2015.
- vi. Como se menciona en el inciso (i) anterior, los resultados para el segmento de Perforación y Servicios por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.
- vii. Como se menciona en los incisos (ii), (iii) y (iv) anterior, los resultados para el segmento de Logística por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 3 meses de 2015.
- viii. Como se menciona en los incisos (ii), (iii) y (iv) anterior, los resultados para el segmento de Fertilizantes por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.
- ix. Como se menciona en el inciso (iv) anterior, los resultados para el segmento de Etileno por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.

Al 31 de diciembre de 2015	Exploración y Producción	Refinación	Gas y Petroquímica Básica	Petroquímica	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
Clientes externos	\$ -	\$ 585,025,139	\$ 135,519,426	\$ 25,691,346	\$ 407,214,445	\$ -	\$ -	\$ 1,153,450,356
Intersegmentos	692,154,103	55,475,090	55,594,042	16,507,876	353,137,149	18,296,515	(1,191,164,775)	-
Ingresos por servicios	-	14,879,246	1,936,343	1,107,589	661,683	5,107,109	(10,779,858)	12,912,112
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	394,396,580	81,554,379	325,200	1,668,529	-	-	-	477,944,688
Beneficio del periodo de beneficios a empleados	(46,368,308)	(28,783,761)	(8,505,427)	(8,519,593)	-	-	-	(92,177,089)
Costo de lo vendido	<u>427,865,517</u>	<u>670,927,172</u>	<u>181,611,370</u>	<u>41,396,621</u>	<u>749,655,199</u>	<u>5,895,648</u>	<u>(1,182,282,621)</u>	<u>895,068,906</u>
Rendimiento bruto	(83,739,686)	(68,318,315)	19,618,668	8,761,254	11,358,078	17,507,976	(19,662,012)	(114,474,037)
Otros (gastos), neto	(7,957,164)	1,105,384	778,891	(579,705)	1,666,783	721,759	1,890,785	(2,373,267)
Gastos de distribución y transportación	-	27,599,553	5,271,355	2,492,563	428,613	254	(6,863,699)	28,928,639
Gastos de administración	18,462,834	30,016,589	4,352,606	6,984,611	1,967,581	61,609,813	(10,921,940)	112,472,094
Beneficio del periodo de beneficios a empleados	<u>(17,853,725)</u>	<u>(25,118,413)</u>	<u>(7,422,339)</u>	<u>(7,434,698)</u>	<u>-</u>	<u>(46,031,780)</u>	<u>-</u>	<u>(103,860,955)</u>
Rendimiento de operación	(92,305,959)	(99,710,660)	18,195,937	6,139,073	10,628,667	2,651,448	14,412	(154,387,082)
Ingreso financiero	25,895,768	111,114	2,632,152	57,537	1,147,870	110,816,691	(125,670,273)	14,990,859
Costo financiero	(90,917,640)	(12,073,835)	(1,461,672)	(261,640)	(1,299,580)	(87,289,616)	(125,530,390)	(67,773,593)
(Pérdida) rendimiento en instrumentos financieros derivados	-	-	6,463	-	1,347,323	(22,803,663)	-	(21,449,877)
Pérdida en cambios, neta	(132,257,473)	(7,229,392)	(137,046)	(23,049)	(49,190)	(15,069,424)	-	(154,765,574)
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas	(473,082)	-	671,868	-	2,056,259	(749,900,890)	749,963,960	2,318,115
Impuestos, derechos y aprovechamientos	<u>376,880,196</u>	<u>(2,069,848)</u>	<u>1,839,021</u>	<u>-</u>	<u>5,134,176</u>	<u>(50,283,298)</u>	<u>-</u>	<u>331,500,247</u>
(Pérdida) rendimiento neto	(666,938,582)	(116,832,925)	18,068,681	5,911,921	8,697,173	(711,312,156)	749,838,489	(712,567,399)
Total de activo circulante	711,423,736	121,508,701	104,682,556	144,011,695	73,116,155	275,582,816	(1,163,125,162)	267,200,497
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	919,654	-	6,687,977	8,500	11,845,489	(242,233,405)	246,937,384	24,165,599
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	988,792,073	202,997,928	88,557,600	38,872,797	3,045,704	22,217,529	-	1,344,483,631
Total del activo	1,723,827,222	328,758,053	199,997,882	183,432,414	93,266,620	1,443,189,883	(2,196,817,874)	1,775,654,200
Total del pasivo circulante	280,489,046	59,155,729	24,391,027	42,212,217	34,749,438	1,157,183,570	(1,154,773,306)	443,407,721
Deuda a largo plazo	1,264,271,443	20,526,795	810,350	220,765	3,607,840	1,285,676,066	(1,274,240,092)	1,300,873,167
Beneficios a los empleados	379,568,760	396,187,426	96,419,428	117,331,120	(59,581)	289,938,288	-	1,279,385,441
Total del pasivo	1,999,988,503	479,284,376	122,497,287	159,984,285	41,420,792	2,747,910,113	(2,443,755,258)	3,107,330,098
Patrimonio (déficit), neto	(276,161,282)	(150,526,323)	77,500,597	23,448,129	51,845,828	(1,304,720,228)	246,937,382	(1,331,675,897)
Depreciación y amortización	145,179,890	11,945,514	7,096,026	2,813,629	84,493	831,698	-	167,951,250
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	23,608,485	12,266,173	5,555,477	3,570,342	(119,819)	17,668,484	-	62,549,142
Adquisiciones de activo fijo	184,786,051	60,623,228	4,981,618	7,078,089	677,314	6,711,511	-	264,857,811

Al 31 de diciembre de 2014	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comerciali- zadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
<b>Ingresos por ventas:</b>								
Clientes externos	\$ -	\$ 758,988,560	\$ 157,715,607	\$ 28,293,812	\$ 630,291,313	\$ -	\$ -	\$ 1,575,289,292
Intersegmentos	1,134,519,972	78,453,236	84,198,317	15,181,899	433,732,307	65,377,209	(1,811,462,940)	-
Ingresos por servicios	-	4,016,699	2,038,629	779,978	777,160	4,743,987	(917,871)	11,438,582
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	21,199,705	-	-	1,445,991	-	-	-	22,645,696
Costo de lo vendido	<u>336,376,922</u>	<u>916,867,969</u>	<u>238,920,142</u>	<u>46,215,472</u>	<u>1,059,616,060</u>	<u>3,730,490</u>	<u>(1,759,092,541)</u>	<u>842,634,784</u>
<b>Rendimiento bruto</b>	<b>776,943,345</b>	<b>(75,409,474)</b>	<b>5,032,411</b>	<b>(3,406,044)</b>	<b>5,184,720</b>	<b>66,390,706</b>	<b>(53,288,270)</b>	<b>721,447,394</b>
Otros ingresos, neto	(3,190,604)	39,332,749	376,111	(361,504)	643,043	1,011,199	(258,597)	37,552,397
Gastos de distribución y transportación	-	22,940,232	2,491,585	836,323	421,040	468	(3,468,166)	23,221,482
Gastos de administración	<u>43,131,979</u>	<u>31,941,961</u>	<u>11,038,955</u>	<u>14,107,044</u>	<u>1,806,000</u>	<u>59,442,914</u>	<u>(50,131,739)</u>	<u>111,337,141</u>
<b>Rendimiento de operación</b>	<b>730,620,762</b>	<b>(99,089,917)</b>	<b>(8,654,758)</b>	<b>(18,935,749)</b>	<b>3,528,112</b>	<b>7,958,523</b>	<b>53,038</b>	<b>615,480,011</b>
Ingreso financiero	14,784,998	258,069	2,653,747	142,115	1,157,820	87,371,829	(103,354,391)	3,014,187
Costo financiero	(74,492,786)	(9,917,204)	(346,660)	(72,354)	(1,068,869)	(69,026,534)	(103,365,347)	(51,559,060)
(Pérdida) rendimiento en instrumentos financieros derivados	-	-	8,116	-	4,652,123	(14,098,809)	-	(9,438,570)
Pérdida en cambios, neta	(63,865,750)	(5,077,441)	(132,849)	(29,136)	(96,785)	(7,797,200)	-	(76,999,161)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	203,285	-	284,080	-	(247,303)	(263,425,082)	263,219,388	34,368
Impuestos, derechos y aprovechamientos	<u>760,627,534</u>	<u>-</u>	<u>(21,772,116)</u>	<u>-</u>	<u>3,839,908</u>	<u>3,379,438</u>	<u>-</u>	<u>746,074,764</u>
<b>(Pérdida) rendimiento neto</b>	<b>(153,377,025)</b>	<b>(113,826,493)</b>	<b>15,583,792</b>	<b>(18,895,124)</b>	<b>4,085,190</b>	<b>(262,396,711)</b>	<b>263,283,382</b>	<b>(265,542,989)</b>
Total de activo circulante	579,201,519	255,407,423	105,121,847	68,242,701	83,345,895	500,535,115	(1,307,941,793)	283,912,707
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	1,392,737	488,499	5,059,612	-	8,483,563	67,164,220	(60,573,871)	22,014,760
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,347,194,064	277,719,686	99,635,112	38,928,597	2,421,141	17,475,538	-	1,783,374,138
Total del activo	1,953,828,467	535,094,903	210,625,967	108,444,584	102,955,361	1,580,484,899	(2,363,065,901)	2,128,368,280
Total del pasivo circulante	206,711,128	330,308,600	31,965,537	8,229,852	57,265,930	1,000,368,240	(1,300,689,940)	334,159,347
Deuda a largo plazo	963,274,628	23,142,209	1,117,618	191,070	3,588,666	986,026,128	(979,956,033)	997,384,286
Beneficios a los empleados	448,887,587	463,143,546	110,913,462	139,554,046	641,279	310,948,608	-	1,474,088,528
Total del pasivo	1,694,872,519	828,576,773	145,190,535	148,149,492	67,266,726	2,314,525,120	(2,302,492,031)	2,896,089,134
Patrimonio (déficit), neto	258,955,948	(293,481,870)	65,435,432	(39,704,908)	35,688,635	(734,040,221)	(60,573,870)	(767,720,854)
Depreciación y amortización	121,034,025	11,435,739	7,039,030	2,685,896	80,990	799,107	-	143,074,787
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	37,582,742	38,198,504	9,338,059	11,512,589	177,003	24,914,431	-	121,723,328
Adquisiciones de activo fijo	174,019,012	39,087,896	5,632,770	4,709,838	2,545,075	8,007,600	-	234,002,191

Al 31 de diciembre de 2013	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
Clientes externos	\$ -	\$ 740,371,929	\$ 143,290,615	\$ 26,525,091	\$ 687,677,633	\$ -	\$ -	\$ 1,597,865,268
Intersegmentos	1,250,771,663	74,893,930	73,998,380	13,840,212	407,663,967	56,136,413	(1,877,304,565)	-
Ingresos por servicios	-	4,125,144	2,180,256	-	786,596	4,432,211	(1,184,850)	10,339,357
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	26,364,717	-	-	-	(755,882)	-	-	25,608,835
Costo de lo vendido	<u>338,550,003</u>	<u>963,816,046</u>	<u>205,190,171</u>	<u>42,372,594</u>	<u>1,080,269,817</u>	<u>5,288,105</u>	<u>(1,821,480,398)</u>	<u>814,006,338</u>
Rendimiento (pérdida) bruta	885,856,943	(144,425,043)	14,279,080	(2,007,291)	16,614,261	55,280,519	(57,009,017)	768,589,452
Otros ingresos, neto	(842,289)	97,387,329	1,142,830	347,081	(6,525,139)	(1,082,910)	(291,217)	90,135,685
Gastos de distribución, transportación y venta	-	28,989,721	2,623,144	880,839	395,725	(35)	(440,958)	32,448,436
Gastos de administración	<u>42,809,551</u>	<u>32,927,261</u>	<u>11,352,890</u>	<u>12,706,033</u>	<u>1,789,969</u>	<u>54,012,586</u>	<u>(56,943,818)</u>	<u>98,654,472</u>
Rendimiento (pérdida) de operación	842,205,103	(108,954,696)	1,445,876	(15,247,082)	7,903,428	185,058	84,542	727,622,229
Ingreso financiero	24,936,100	289,978	3,403,910	382,930	1,092,642	68,541,251	(89,911,112)	8,735,699
Costo financiero	(48,381,896)	(15,049,203)	(246,075)	(67,170)	(1,237,519)	(64,390,791)	(89,786,170)	(39,586,484)
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados	-	-	(33,305)	-	(232,801)	1,577,079	-	1,310,973
(Pérdida) rendimiento en cambios Rendimiento (pérdida) en la participa- ción en los resultados de compañías asociadas	(4,071,119)	699,215	(69,484)	17,082	(44,828)	(482,358)	-	(3,951,492)
	207,132	-	933,927	-	(577,434)	(173,785,799)	173,928,884	706,710
Impuestos, derechos y aprovechamientos	<u>856,978,971</u>	<u>-</u>	<u>1,525,410</u>	<u>21,349</u>	<u>3,930,748</u>	<u>2,439,584</u>	<u>-</u>	<u>864,896,062</u>
(Pérdida) rendimiento neto	(42,083,651)	(123,014,706)	3,909,439	(14,935,589)	2,972,740	(170,795,144)	173,888,484	(170,058,427)
Depreciación y amortización	127,029,321	10,780,711	7,060,955	2,563,482	9,321	1,050,068	(2,154)	148,491,704
Costo neto del período de beneficios a empleados	36,532,518	37,401,828	8,837,963	11,112,176	204,268	21,250,936	-	115,339,689

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 2015	Exploración y Producción (i)	Refinación	Gas y Petroquímica Básica	Petroquímica (ii)	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios (iii)	Logística (iv)	Fertilizantes	Etileno	Comercia- lizadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
<b>Ingresos:</b>											
Individuales	\$ 690,642,133	\$ 645,018,456	\$ 193,053,201	\$ 36,558,831	\$ -	\$ 1,511,970	\$ 10,954,841	\$ 1,704,685	\$ 5,048,600	\$ 761,213,474	\$ 23,403,624
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(593,821)	(3,391)	-	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
<b>Consolidados</b>	<b>\$ 690,642,133</b>	<b>\$ 644,424,635</b>	<b>\$ 193,049,810</b>	<b>\$ 36,558,831</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 1,511,970</b>	<b>\$ 10,954,841</b>	<b>\$ 1,704,685</b>	<b>\$ 5,043,295</b>	<b>\$ 761,013,277</b>	<b>\$ 23,403,624</b>
<b>Resultado de operación:</b>											
Individuales	\$ (89,473,302)	\$ (112,781,875)	\$ 17,209,675	\$ 6,752,641	\$ (51,911)	\$ 700,748	\$ (6,875,253)	\$ (262,145)	\$ (2,288,746)	\$ 10,334,137	\$ 2,651,448
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(593,821)	(3,391)	-	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(251,995)	19,348,039	1,041,564	1,291,577	-	-	-	-	2,163	494,727	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación activos fijos revaluados	-	-	-	-	-	95,811	1,192,250	117,141	531,745	-	-
<b>Consolidados</b>	<b>\$ (93,102,518)</b>	<b>\$ (94,027,657)</b>	<b>\$ 18,247,848</b>	<b>\$ 8,044,218</b>	<b>\$ (51,911)</b>	<b>\$ 796,559</b>	<b>\$ (5,683,003)</b>	<b>\$ (145,004)</b>	<b>\$ (1,760,142)</b>	<b>\$ 10,628,667</b>	<b>\$ 2,651,448</b>
<b>Resultados netos:</b>											
Individuales	\$ (663,719,120)	\$ (131,901,782)	\$ 17,702,787	\$ 7,034,734	\$ (57,310)	\$ 359,621	\$ (4,877,612)	\$ (262,242)	\$ (2,314,773)	\$ 8,402,644	\$ (711,312,156)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(593,821)	(3,391)	-	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(251,995)	19,348,039	1,041,564	1,291,577	-	-	-	-	2,163	494,727	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(45,679)	-	(614,969)	(514,073)	-	-	-	-	30,953	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación activos fijos revaluados	-	-	-	-	-	95,811	1,192,250	117,141	531,745	-	-
<b>Consolidados</b>	<b>\$ (667,394,014)</b>	<b>\$ (113,147,564)</b>	<b>\$ 18,125,991</b>	<b>\$ 7,812,238</b>	<b>\$ (57,310)</b>	<b>\$ 455,432</b>	<b>\$ (3,685,362)</b>	<b>\$ (145,101)</b>	<b>\$ (1,755,216)</b>	<b>\$ 8,697,174</b>	<b>\$ (711,312,156)</b>
<b>Total activos:</b>											
Individuales	\$ 1,722,396,076	\$ 278,046,553	\$ 170,326,716	\$ 151,474,777	\$ 655,239	\$ 28,875,231	247,480,984	15,166,562	45,951,979	98,305,072	\$ 1,443,189,883
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	1,132	(3,477,744)	(22,723)	(2,435)	-	-	-	-	(5,304)	(293,536)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(19,699,526)	(23,904,032)	(581,492)	(779,423)	-	-	-	-	2,163	(4,744,915)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(411,221)	-	(3,593,620)	-	-	-	-	-	(3,952,754)	-	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del valor de mercado de los activos fijos	-	-	-	-	-	(3,957,250)	(136,173,945)	(6,132,187)	(18,290,966)	-	-
<b>Consolidados</b>	<b>\$ 1,698,909,241</b>	<b>\$ 250,664,777</b>	<b>\$ 166,128,881</b>	<b>\$ 150,692,919</b>	<b>\$ 655,239</b>	<b>\$ 24,917,981</b>	<b>\$ 111,307,039</b>	<b>\$ 9,034,375</b>	<b>\$ 23,705,118</b>	<b>\$ 93,266,621</b>	<b>\$ 1,443,189,883</b>

<u>Al 31 de diciembre de 2015</u>	<u>Exploración y Producción (i)</u>	<u>Refinación</u>	<u>Gas y Petroquímica Básica</u>	<u>Petroquímica (ii)</u>	<u>Cogeneración y Servicios</u>	<u>Perforación y Servicios (iii)</u>	<u>Logística (iv)</u>	<u>Fertilizantes</u>	<u>Etileno</u>	<u>Comercia-lizadoras</u>	<u>Corporativo y Compañías Subsidiarias</u>
Total pasivos:											
Individuales	\$ 1,985,557,185	\$ 459,367,276	\$ 121,966,59	\$ 153,946,693	\$ 530,696	\$ 14,431,318	\$ 19,917,100	\$ 1,499,001	\$ 4,538,591	\$ 39,895,655	\$ 2,747,910,113
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,525,137	-
Consolidados	<u>\$ 1,985,557,185</u>	<u>\$ 459,367,276</u>	<u>\$ 121,966,591</u>	<u>\$ 153,946,693</u>	<u>\$ 530,696</u>	<u>\$ 14,431,318</u>	<u>\$ 19,917,100</u>	<u>\$ 1,499,001</u>	<u>\$ 4,538,591</u>	<u>\$ 41,420,792</u>	<u>\$ 2,747,910,113</u>

- i. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Exploración y Producción fueron transferidas al segmento de Perforación y Servicios el 1 de agosto de 2015. Los resultados del segmento de Exploración y Producción por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 7 meses de 2015, previo a dichas transferencias.
- ii. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Refinación fueron transferidas a los segmentos de Fertilizantes el 1 de agosto de 2015 y a Logística el 1 de octubre de 2015. Los resultados del segmento de Refinación por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 7 y 9 meses de 2015, respectivamente, previo a dichas transferencias.
- iii. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Gas y Petroquímica Básica fueron transferidas a los segmentos de Cogeneración y Servicios el 1 de junio de 2015, Fertilizantes el 1 de agosto de 2015 y a Logística el 1 de octubre de 2015. Los resultados del segmento de Refinación por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 5, 7 y 9 meses de 2015, respectivamente, previo a dichas transferencias.
- iv. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Petroquímica fueron transferidas al segmento de Fertilizantes y Etileno el 1 de agosto de 2015 y a Logística el 1 de octubre de 2015. Los resultados del segmento del segmento de Petroquímica por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 7 y 9 meses de 2015, respectivamente, después de dichas transferencias.
- v. Como se menciona en el inciso (iii) anterior, los resultados para el segmento de Cogeneración y servicios por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 7 meses de 2015.
- vi. Como se menciona en el inciso (i) anterior, los resultados para el segmento de Perforación y Servicios por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.
- vii. Como se menciona en los incisos (ii), (iii) y (iv) anterior, los resultados para el segmento de Logística por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 3 meses de 2015.
- viii. Como se menciona en los incisos (ii), (iii) y (iv) anterior, los resultados para el segmento de Fertilizantes por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.
- ix. Como se menciona en el inciso (iv) anterior, los resultados para el segmento de Etileno por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.

Al 31 de diciembre de 2015	PEP	REF	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Ingresos:						
Individuales	\$ 692,154,103	\$ 655,973,297	\$ 193,053,201	\$ 43,312,115	\$ 761,213,474	\$ 23,403,624
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(593,821)	(3,391)	(5,304)	(200,197)	-
Consolidados	<u>\$ 692,154,103</u>	<u>\$ 655,379,476</u>	<u>\$ 193,049,810</u>	<u>\$ 43,306,811</u>	<u>\$ 761,013,277</u>	<u>\$ 23,403,624</u>
Resultado de operación:						
Individuales	\$ (88,772,554)	\$ (119,657,128)	\$ 17,157,764	\$ 4,201,751	\$ 10,334,137	\$ 2,651,448
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(593,821)	(3,391)	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	(251,995)	19,348,041	1,041,564	1,293,740	494,727	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación activos fijos revaluados	95,811	1,192,250	-	648,887	-	-
Consolidados	<u>\$ (92,305,958)</u>	<u>\$ (99,710,658)</u>	<u>\$ 18,195,937</u>	<u>\$ 6,139,074</u>	<u>\$ 10,628,667</u>	<u>\$ 2,651,448</u>
Resultados netos:						
Individuales	\$ (663,359,499)	\$ (136,779,394)	\$ 17,645,476	\$ 4,457,719	\$ 8,402,644	\$ (711,312,156)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(593,821)	(3,391)	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	(251,995)	19,348,041	1,041,564	1,293,740	494,727	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(45,679)	-	(614,969)	(483,120)	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación activos fijos revaluados	95,811	1,192,250	-	648,887	-	-
Consolidados	<u>\$ (666,938,582)</u>	<u>\$ (116,832,924)</u>	<u>\$ 18,068,680</u>	<u>\$ 5,911,922</u>	<u>\$ 8,697,174</u>	<u>\$ (711,312,156)</u>
Total activos:						
Individuales	\$ 1,751,271,307	\$ 492,313,775	\$ 204,195,717	\$ 212,593,318	\$ 98,305,072	\$ 1,443,189,883
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	1,132	(3,477,744)	(22,723)	(7,739)	(293,536)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	(19,699,526)	(23,904,032)	(581,492)	(777,260)	(4,744,915)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(3,957,250)	(136,173,945)	-	(24,423,153)	-	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	(411,221)	-	(3,593,620)	(3,952,754)	-	-
Eliminación del valor de mercado de los activos fijos	118,981	-	-	-	-	-
Consolidados	<u>\$ 1,723,827,222</u>	<u>\$ 328,758,054</u>	<u>\$ 199,997,882</u>	<u>\$ 183,432,412</u>	<u>\$ 93,266,621</u>	<u>\$ 1,443,189,883</u>
Total pasivos:						
Individuales	\$ 1,999,988,503	\$ 479,284,376	\$ 122,497,287	\$ 159,984,285	\$ 39,895,655	\$ 2,747,910,113
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	-	-	-	1,525,137	-
Consolidados	<u>\$ 1,999,988,503</u>	<u>\$ 479,284,376</u>	<u>\$ 122,497,287</u>	<u>\$ 159,984,285</u>	<u>\$ 41,420,792</u>	<u>\$ 2,747,910,113</u>

Al 31 de diciembre de 2014	PEP	REF	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Ingresos:						
Individuales	\$ 1,134,519,972	\$ 844,558,586	\$ 243,972,757	\$ 44,258,725	\$ 1,064,903,042	\$ 70,121,196
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(3,100,091)	(20,204)	(3,036)	(102,262)	-
Consolidados	<u>\$ 1,134,519,972</u>	<u>\$ 841,458,495</u>	<u>\$ 243,952,553</u>	<u>\$ 44,255,689</u>	<u>\$ 1,064,800,780</u>	<u>\$ 70,121,196</u>
Resultado de operación:						
Individuales	\$ 730,817,884	\$ (101,970,712)	\$ (9,527,142)	\$ (19,066,287)	\$ 5,844,320	\$ 7,958,523
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(3,100,091)	(20,204)	(3,036)	(102,262)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	3,473,742	5,980,886	892,588	133,574	(2,213,946)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,789,845)	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-
Consolidados	<u>\$ 730,620,762</u>	<u>\$ (99,089,917)</u>	<u>\$ (8,654,758)</u>	<u>\$ (18,935,749)</u>	<u>\$ 3,528,112</u>	<u>\$ 7,958,523</u>
Resultados netos:						
Individuales	\$ (153,150,787)	\$ (116,707,288)	\$ 16,255,028	\$ (19,129,147)	\$ 6,401,398	\$ (262,297,846)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(3,100,091)	(20,204)	(3,036)	(102,262)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	3,473,742	5,980,886	892,588	133,574	(2,213,946)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,789,845)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(29,116)	-	(1,543,620)	103,485	-	(98,865)
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-
Consolidados	<u>\$ (153,377,025)</u>	<u>\$ (113,826,493)</u>	<u>\$ 15,583,792</u>	<u>\$ (18,895,124)</u>	<u>\$ 4,085,190</u>	<u>\$ (262,396,711)</u>
Total activos:						
Individuales	\$ 1,973,640,697	\$ 581,230,900	\$ 215,690,484	\$ 113,896,128	\$ 107,000,991	\$ 1,580,583,764
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	1,132	(2,883,924)	(19,332)	(2,435)	(93,339)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(15,776,956)	(43,252,073)	(1,623,055)	(2,071,000)	(3,952,291)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,789,845)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(365,542)	-	(3,422,130)	(3,378,109)	-	(98,865)
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	-	-	-	-	-
Consolidados	<u>\$ 1,953,828,467</u>	<u>\$ 535,094,903</u>	<u>\$ 210,625,967</u>	<u>\$ 108,444,584</u>	<u>\$ 102,955,361</u>	<u>\$ 1,580,484,899</u>
Total pasivos:						
Individuales	\$ 1,694,872,519	\$ 828,576,773	\$ 145,190,535	\$ 148,149,492	\$ 64,969,988	\$ 2,314,525,120
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	-	-	-	2,296,738	-
Consolidados	<u>\$ 1,694,872,519</u>	<u>\$ 828,576,773</u>	<u>\$ 145,190,535</u>	<u>\$ 148,149,492</u>	<u>\$ 67,266,726</u>	<u>\$ 2,314,525,120</u>

<u>Al 31 de diciembre de 2013</u>	<u>PEP</u>	<u>REF</u>	<u>PGPB</u>	<u>PPQ</u>	<u>Comercializadoras</u>	<u>Corporativo y Compañías Subsidiarias</u>
Ingresos:						
Individuales	\$ 1,250,785,620	\$ 820,912,682	\$ 219,332,517	\$ 40,360,373	\$ 1,096,302,859	\$ 60,568,624
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	<u>(13,957)</u>	<u>(1,521,679)</u>	<u>136,734</u>	<u>4,930</u>	<u>(174,663)</u>	<u>-</u>
Consolidados	<u>\$ 1,250,771,663</u>	<u>\$ 819,391,003</u>	<u>\$ 219,469,251</u>	<u>\$ 40,365,303</u>	<u>1,096,128,196</u>	<u>\$ 60,568,624</u>
Resultado de operación:						
Individuales	\$ 850,636,276	\$ (119,734,273)	\$ 873,221	\$ (15,418,059)	\$ 2,568,759	\$ 185,058
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(12,826)	(1,521,678)	136,735	4,929	(174,663)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	17,747	12,301,255	435,920	166,048	5,509,332	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(8,555,076)	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	<u>118,982</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Consolidados	<u>\$ 842,205,103</u>	<u>\$ (108,954,696)</u>	<u>\$ 1,445,876</u>	<u>\$ (15,247,082)</u>	<u>\$ 7,903,428</u>	<u>\$ 185,058</u>
Resultados netos:						
Individuales	\$ (33,648,136)	\$ (133,794,283)	\$ 3,336,785	\$ (15,034,572)	\$ (2,361,929)	\$ (173,636,179)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(12,826)	(1,521,678)	136,734	4,930	(174,663)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	17,747	12,301,255	435,920	166,048	5,509,332	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(8,555,076)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(4,342)	-	-	(71,995)	-	2,841,035
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	<u>118,982</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Consolidados	<u>\$ (42,083,651)</u>	<u>\$ (123,014,706)</u>	<u>\$ 3,909,439</u>	<u>\$ (14,935,589)</u>	<u>\$ 2,972,740</u>	<u>\$ (170,795,144)</u>

	Por los años terminados el 31 de diciembre		
	2015	2014	2013
<b>Ventas netas:</b>			
En el país	\$ 746,235,912	\$ 944,997,979	\$ 910,187,634
<b>De exportación:</b>			
Estados Unidos	266,826,499	481,364,906	493,148,967
Canadá, Centro y Sudamérica	11,027,813	17,575,078	21,004,723
Europa	58,707,787	54,214,041	86,872,410
Otros países	70,652,346	77,137,288	86,651,534
	<u>407,214,445</u>	<u>630,291,313</u>	<u>687,677,634</u>
Ingresos por servicios	12,912,112	11,438,582	10,339,357
<b>Total de ingresos</b>	<u>\$ 1,166,362,469</u>	<u>\$ 1,586,727,874</u>	<u>\$ 1,608,204,625</u>

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		
	2015	2014	2013
<u>Nacionales</u>			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	\$ 660,573,780	\$ 830,545,046	\$ 805,460,402
Gas	54,497,824	77,813,359	70,781,410
Productos petroquímicos	31,164,308	36,639,574	33,945,822
<b>Total ventas en el país</b>	<u>\$ 746,235,912</u>	<u>\$ 944,997,979</u>	<u>\$ 910,187,634</u>
<u>Exportación</u>			
Petróleo	\$ 288,170,451	\$ 475,056,981	\$ 548,411,085
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	118,129,615	153,436,847	137,048,991
Gas	27,283	64,397	43,544
Productos petroquímicos	887,096	1,733,088	2,174,014
<b>Total ventas exportación</b>	<u>\$ 407,214,445</u>	<u>\$ 630,291,313</u>	<u>\$ 687,677,634</u>

## 6. Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se integra por:

### a. Efectivo y equivalentes de efectivo

	31 de diciembre	
	2015	2014
Efectivo y bancos <sup>(i)</sup>	\$ 52,509,683	\$ 68,330,390
Inversiones de inmediata realización	56,859,197	49,658,138
	<u>\$ 109,368,880</u>	<u>\$ 117,988,528</u>

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

b. Efectivo restringido

	31 de diciembre	
	2015	2014
Efectivo restringido	\$ <u>9,246,772</u>	\$ <u>6,884,219</u>

El efectivo restringido al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se integra principalmente por el depósito realizado por PEP de US\$ 465,060 por la demanda ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio (el "ACI") en contra de PEP. El saldo de este depósito al 31 de diciembre de 2015 incluyendo los intereses que ha generado es de US\$ 8,010,298 (ver Nota 25-b). Al 31 de diciembre de 2015, PMI HBV ha depositado US\$ 71,861 en una cuenta de Banco Santander, S.A. como garantía adicional para un contrato de crédito de acuerdo con los términos del mismo. El contrato de crédito requiere el que PMI HBV mantenga una relación préstamo-valor basado en la relación entre el importe del principal de la deuda y el valor de mercado en dólares estadounidenses de las acciones de Repsol propiedad de PMI HBV. En consecuencia el depósito por esta cantidad es con el fin de mantener dicha relación préstamo-valor requerido bajo el contrato de crédito. Al 31 de diciembre de 2015, este depósito incluyendo intereses ganados, suman \$ 1,236,474 (ver Nota 20).

7. Cuentas por cobrar, neto

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se integra como se muestran a continuación:

	31 de diciembre	
	2015	2014
Clientes del país	\$ 29,328,750	\$ 38,168,467
Clientes del extranjero	17,131,455	20,960,915
Deudores diversos	10,837,297	13,357,348
Anticipo de impuestos	10,710,521	30,554,928
Anticipo a proveedores	5,634,114	5,583,148
Funcionarios y empleados	5,523,740	5,560,644
Siniestros	43,490	212,069
Otras	36,454	25,448
	\$ <u>79,245,821</u>	\$ <u>114,422,967</u>

A continuación se muestra la antigüedad de los saldos de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Clientes en el país 31 de diciembre	
	2015	2014
1-30 días	\$ 620,034	\$ 814,629
31-60 días	28,278	268,844
61-90 días	(32,411)	189,871
más 91 días	<u>692,040</u>	<u>1,197,583</u>
Vencidos	1,307,941	2,470,927
Deteriorado	<u>(667,883)</u>	<u>(598,624)</u>
No deteriorado	640,058	1,872,303
No vencido	<u>28,688,692</u>	<u>36,296,164</u>
<b>Total</b>	\$ <u>29,328,750</u>	\$ <u>38,168,467</u>

	Clientes en el extranjero	
	31 de diciembre	
	2015	2014
1-30 días	\$ 323	\$ 577,047
31-60 días	425	145,894
61-90 días	37,239	143
más 91 días	<u>413,603</u>	<u>218,570</u>
Vencidos	451,590	941,654
Deteriorado	<u>(312,004)</u>	<u>(198,867)</u>
No deteriorado	139,586	742,787
No vencido	<u>16,991,869</u>	<u>20,218,128</u>
<b>Total</b>	<u>\$ 17,131,455</u>	<u>\$ 20,960,915</u>

## 8. Inventarios, neto

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el saldo de inventarios se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2015	2014
Refinados y petroquímicos	\$ 23,673,427	\$ 23,506,652
Petróleo	11,461,185	15,941,297
Materiales y accesorios en almacenes	5,145,874	4,811,741
Productos en tránsito	3,262,252	5,516,259
Materiales en tránsito	120,750	-
Gas y condensados	<u>107,440</u>	<u>162,707</u>
	<u>\$ 43,770,928</u>	<u>\$ 49,938,656</u>

## 9. Activos no financieros mantenidos para la venta

Petróleos Mexicanos y el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) firmaron el 29 de octubre de 2015 un convenio marco y el contrato de transferencia de los activos que conforman el Sistema Nacional de Gasoductos actualmente propiedad de Pemex Logística y el contrato de distribución para el sistema de gasoductos Naco-Hermosillo. Los valores en libros a ser transferidos al 31 de diciembre de 2015 son \$ 33,213,762. Estos activos serán compensados a PEMEX bajo las condiciones que disponga la Comisión Reguladora de Energía.

## 10. Activos financieros disponibles para la venta

Al 1 de enero de 2014, PEMEX tenía un total de 53,703,915 acciones de Repsol YPF S.A. (Repsol).

El 17 de enero de 2014, PMI HBV recibió 1,451,455 nuevas acciones como pago de dividendos que fueron decretados en diciembre de 2013.

El 28 de mayo de 2014, Repsol decretó un dividendo extraordinario en efectivo equivalente a un euro por acción, cuyo pago se recibió el 6 de junio de 2014 por un monto de \$ 381,900.

En el mes de mayo de 2014, Petróleos Mexicanos canceló en forma anticipada los tres equity swaps que mantuvo hasta el 31 de diciembre de 2013 sobre las 67,969,767 acciones de Repsol, por las que se tenían los derechos corporativos y económicos consolidándolos en uno solo y el 3 de junio de 2014 canceló en forma anticipada el equity swap.

El 4 de junio de 2014 se vendieron 36,087,290 acciones de Repsol propiedad de PMI HBV, a un precio de € 20.1 por acción previa autorización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y derivado de esta operación el resto de las acciones en propiedad de PMI HBV se reconocieron al 31 de diciembre de 2014 como activos financieros disponibles para la venta. La decisión de desinvertir en Repsol obedece a la baja rentabilidad de las acciones frente a otras petroleras y a que no se materializaron los beneficios mutuos que PEMEX esperaba de la alianza industrial firmada con Repsol. Derivado de la realización de estas acciones se reconoció en los resultados del periodo una pérdida de \$ 215,119.

El 16 de junio de 2014, Repsol emitió un dividendo flexible por el que PMI HBV recibió 488,923 acciones en julio de 2014 equivalentes a \$ 190,814.

El 17 de diciembre de 2014, Repsol emitió un dividendo flexible por el que PMI HBV recibió 575,205 acciones en enero de 2015 equivalentes a \$ 163,834.

El 15 de junio de 2015, Repsol emitió un dividendo flexible por el que PMI HBV recibió 592,123 acciones en julio de 2015 equivalentes a \$ 171,451.

El 4 de agosto de 2015, PMI HBV contrató un préstamo con Banco Santander, S. A., por un monto de US\$ 250,000 con vencimiento en 2018 por lo cual fueron entregadas en garantía 20,724,331 acciones de Repsol, por lo que dichos activos son considerados como activo no circulante.

El 16 de diciembre de 2015, Repsol decretó un dividendo flexible por el que PMI HBV recibió 942,015 acciones en enero de 2016, por lo que al 31 de diciembre de 2015 se presentó una cuenta por cobrar a Repsol por \$ 188,490.

Al 31 de diciembre de 2015, PMI HBV mantiene 20,724,331 acciones de Repsol.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el valor de mercado de las 20,724,331 y 19,557,003 acciones fue de \$ 3,944,696 y \$ 5,414,574 respectivamente. El efecto de la valuación a valor razonable de la inversión se registró en otros resultados integrales dentro del patrimonio como una pérdida por \$ 3,206,316 y \$ 765,412 respectivamente.

Adicionalmente, Pemex registró cobro de dividendos a Repsol por \$ 359,941, \$ 736,302 y \$ 914,116 en el estado consolidado del resultado integral al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 la tenencia accionaria de PEMEX sobre las acciones de Repsol equivale al 1.48% y 1.45% respectivamente, del derecho económico y de voto en Repsol.

## **11. Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas**

Las inversiones en acciones de compañías asociadas al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se integra como se muestra a continuación:

	Porcentajes de participación	31 de diciembre	
		2015	2014
Deer Park Refining Limited	49.99%	\$ 10,600,545	\$ 7,322,445
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	(iii) 50.00%	6,454,806	4,778,939
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	44.09%	3,954,251	3,521,924
Sierrita Gas Pipeline LLC	(i) 35.00%	983,059	885,792
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. de C. V.	(ii) 60.00%	758,967	1,255,742
Frontera Brownsville, LLC.	50.00%	404,129	349,631
TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V.	(i)(v) 5.00%	283,524	2,071,825
Texas Frontera, LLC.	50.00%	224,834	196,832
CH Energía, S. A.	50.00%	183,474	162,524
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.	40.00%	160,687	136,995
TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V.	(i)(v) 5.00%	61,747	544,201
Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V.	(iv) 49.00%	-	488,499
Otros neto	Varios	95,576	299,411
		<u>\$ 24,165,599</u>	<u>\$ 22,014,760</u>

- (i) Inversiones realizadas durante 2014.
- (ii) En esta compañía no se tiene el control, por lo tanto no se consolidó y es contabilizada como asociada bajo el método de participación (Nota 3-a).
- (iii) El 31 de julio de 2015, PEMEX anunció la desinversión de su participación en Gasoductos de Chihuahua equivalente al 50% del capital social, la cual será vendida a Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. Al 31 de diciembre de 2015, la desinversión sigue en proceso de ser completada.
- (iv) En el mes de octubre de 2015 Pemex Refinación vendió el total de su participación en Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V. a Impulsora Jalisciense, S. A. de C. V. en un precio de \$ 826,175, obteniendo una utilidad de \$ 337,675.
- v. El 15 de diciembre de 2015, PMI Holdings B.V. vendió la totalidad de su participación en TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. y TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V. a TETL México Sur, S. de R. L. de C. V., en un precio de \$ 3,590,963, equivalente al 45% de las acciones de dichas compañías, obteniendo una utilidad de \$ 342,954. El 5% de participación que se muestra en la integración, es la que tiene Mex Gas International en dichas compañías.

#### Participación en los resultados de compañías asociadas:

	31 de diciembre		
	2015	2014	2013
Deer Park Refining Limited	\$ 1,913,835	\$ (232,960)	\$ (591,472)
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	666,779	244,958	475,942
Sierrita Pipeline, LLC.	152,445	6,478	-
TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V.	34,602	(108,126)	-
TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V.	(6,543)	(57,330)	-
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	(61,952)	(89,280)	93,853
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. de C. V.	(496,774)	114,677	204,376
Otros, neto	<u>115,723</u>	<u>155,951</u>	<u>524,011</u>
<b>Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas</b>	<u>\$ 2,318,115</u>	<u>\$ 34,368</u>	<u>\$ 706,710</u>

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	
	2015	2014	2015	2014
Total de activos	\$ 33,249,652	\$ 27,134,381	\$ 26,573,119	\$ 20,877,785
Total de pasivo	\$ 12,046,441	\$ 12,488,026	\$ 13,663,507	\$ 11,319,906
Total de capital	21,203,211	14,646,355	12,909,612	9,557,879
Total de pasivo y capital	\$ 33,249,652	\$ 27,134,381	\$ 26,573,119	\$ 20,877,785

	Estados condensados de resultados					
	Deer Park Refining Limited			Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.		
	31 de diciembre			31 de diciembre		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Ingresos	\$ 16,658,705	\$ 11,996,951	\$ 9,767,622	\$ 4,617,982	\$ 2,406,375	\$ 2,124,812
Costos y gastos	12,830,653	12,462,917	10,950,684	3,284,424	1,916,459	1,172,928
Resultado neto	\$ 3,828,052	\$ (465,966)	\$ (1,183,062)	\$ 1,333,558	\$ 489,916	\$ 951,884

A continuación se presenta información sobre las inversiones permanentes en asociadas más significativas:

- Deer Park Refining Limited. El 31 de marzo de 1993, PMI Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA) adquirió el 50% de la refinería de Deer Park. En su calidad de socio general de Deer Park Refining Limited Partnership, Shell es responsable de la operación y administración de la refinería, cuyo objetivo es proporcionar servicios de refinación del petróleo a PMI NASA y a Shell, quien cobra una tarifa por el procesamiento. Shell es responsable de la determinación de los requerimientos de materiales y de petróleo, que en caso de ser necesario ambos socios proveerán en cantidades iguales; la Refinería regresa a la empresa y a Shell productos terminados en cantidades iguales. Shell está obligado a comprar a la Compañía la totalidad del producto terminado, a los precios vigentes en el mercado. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- Gasoductos de Chihuahua. El 6 de febrero de 1997, Pemex Transformación Industrial y IEnova Gasoductos Holding, S.de R. L. de C.V. constituyeron a Gasoductos de Chihuahua, cuyo objeto principal es la tenencia de partes sociales para empresas relacionadas con la transportación y distribución de gas. La toma de decisiones se lleva a cabo mediante la celebración de una Asamblea de Socios y se requiere el consentimiento de ambos. La participación de cada uno de los Socios equivale al 50% del capital social. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. Con fecha 13 de septiembre de 2013, Pemex Etileno, en conjunto con Mexichem, constituyeron Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. (Mexicana de Vinilo), con domicilio social y principal de sus negocios en Avenida 1 S/N Industrial Pajaritos Coatzacoalcos. La actividad preponderante es la producción y venta de productos químicos. Los principales productos son: cloro, sosa cáustica, etileno y monómero de petroquímicos, cloruro de vinilo. El control operativo y financiero de la empresa lo tiene Mexichem. Este acuerdo se contabiliza vía método de participación.

- Compañía Mexicana de Exploraciones S. A. de C. V. (COMESA) Es una compañía mexicana fundada el 12 de noviembre de 1968 para apoyar a PEMEX en los programas de exploración. Las operaciones de COMESA están centradas en diseñar soluciones integrales para el sector energético, a través de la cadena de valor de la producción y exploración, refinación, petroquímica, energía geotérmica y otros áreas del sector energético en México, Sudamérica y los Estados Unidos de América. Las actividades preponderantes de COMESA son: estudios de gravimétricos, de magnetometría y microsísmica, adquisición de datos sísmicos terrestres 2D, 3D y 3C, adquisición de datos marinos, procesamiento de datos sísmicos, interpretación e integración de los datos sísmicos, perfil sísmico vertical (VSP) 2D y 3D, caracterización de Yacimientos y la visualización, conceptualización y definición del proceso de exploración, se registra vía método de participación en Pemex Exploración y Producción. Esta participación es contabilizada bajo el método de participación.
- Frontera Brownsville, LLC. El 15 de abril de 2011, PMI Services Norh America llevó a cabo un acuerdo conjunto, efectivo a partir del 1 de abril de 2011, con TransMontaigne Operating Company L.P (TransMontaigne). Frontera Brownsville, LLC fue constituida en Delaware, Estados Unidos de Norteamérica, para poseer y operar ciertas instalaciones para el almacenamiento, acabado y limpieza de productos derivados del petróleo. PMI Services North America adquirió una participación no operativa del 50% en la mayoría de los activos de TransMontaigne's Terminal. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- Texas Frontera, LLC. El 27 de julio de 2010, PMI Services North America, Inc. llevó a cabo un acuerdo conjunto con Magellan OLP, L.P, (Magellan) con la finalidad de construir y ser propietaria de siete tanques de almacenamiento de productos refinados y ciertas instalaciones relacionadas en Galena Park, Texas mediante un comodato otorgado por Magellan Terminal Holdings, LP (Magellan Holdings). Texas Frontera, LLC con sede en Delaware, Estados Unidos de Norteamérica. Bajo el contrato de acuerdo conjunto, Magellan Holdings será el operador y se encargará de la construcción de tanques y elementos de infraestructura relacionados. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.

La información adicional sobre otras as inversiones permanentes en asociadas se presenta a continuación:

- Sierrita Gas Pipeline LLC. Desarrolla proyectos de infraestructura de transporte de gas en U.S.A.
- TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. Tenedora de acciones de TAG Pipelines Norte, S. de R. L. de C. V.
- CH4 Energía, S. A. Compra - venta de gas natural y todas las actividades relacionadas con la comercialización de dicho producto como el transporte, distribución y otras.
- Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V. Está a cargo del uso, aprovechamiento y explotación de las áreas de agua y terrenos del dominio público de la Federación que se localizan en el recinto portuario respectivo, uso, aprovechamiento y explotación de las obras e instalaciones construidas y que se construyan durante su desarrollo, inclusive las de señalamiento marítimo, la construcción, mantenimiento y operación de obras, terminales, marinas e instalaciones en el recinto portuario y la prestación de los servicios portuarios conexos.
- TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V. Construcción y futura operación y mantenimiento de la porción sur del proyecto Ramones II.

## 12. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

	Plantas	Equipo de Perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción	Terrenos	Activos improductivos	Otros activos fijos	Total
<b>INVERSIONES</b>													
Saldos al 1 de enero de 2014	\$ 735,549,850	\$ 45,039,305	\$ 558,441,853	\$ 1,100,557,457	\$ 60,262,361	\$ 326,324,608	\$ 51,936,293	\$ 23,317,687	\$ 149,430,041	\$ 42,357,857	\$ 10,267,798	\$ 32,562	\$ 3,103,517,672
Adquisiciones	23,713,976	1,713,819	4,604,246	47,206,226	955,327	5,867,427	3,602,912	2,200,877	141,566,631	889,450	79,715	1,486,211	233,886,817
Reclasificaciones	(4,413,133)	(623,772)	964,517	-	3,301,769	(59,381)	(385,362)	305,697	(127,229)	167,016	487,390	(303,270)	(685,758)
Capitalización	16,072,431	-	9,197,666	62,848,040	787,907	5,113,356	35,512	-	(94,183,427)	128,515	-	-	-
Deterioro	(1,137,399)	-	(1,972,994)	(19,226,711)	(308,592)	-	-	-	-	-	-	-	(22,645,696)
Bajas	(10,820,292)	-	(136,259)	-	(595,503)	-	(369,649)	(1,822,247)	(868,767)	(729,831)	(9,197)	(631,750)	(15,983,495)
Saldos al 31 de diciembre de 2014	758,965,433	46,129,352	571,099,029	1,191,385,012	64,403,269	337,246,010	54,819,706	24,002,014	195,817,249	42,813,007	10,825,706	583,753	3,298,089,540
Adquisiciones	21,066,695	6,117,156	5,331,416	49,027,740	2,624,138	6,874,162	1,531,683	236,284	155,841,872	12,077,308	114,062	4,015,295	264,857,811
Reclasificaciones	1,871,739	(313,503)	2,816,080	-	937,482	774	(607,369)	387,331	1,809,152	23,804	(6,448,543)	(3,275,979)	(2,799,032)
Capitalización	33,362,415	-	17,144,630	76,065,532	1,301,395	13,670,992	35,933	590,435	(141,792,676)	209,655	-	(588,311)	-
Deterioro	(97,981,310)	-	(34,543,415)	(249,962,633)	-	(95,457,330)	-	-	-	-	-	-	(477,944,688)
Bajas	(68,872,958)	(30,252,662)	(141,868,232)	-	(2,981,818)	(2,006,512)	(2,813,759)	(9,886,969)	-	(11,775,972)	(4,491,225)	(103,881)	(275,053,988)
Saldos al 31 de diciembre de 2015	<u>\$ 648,412,014</u>	<u>\$ 21,680,343</u>	<u>\$ 419,979,508</u>	<u>\$ 1,066,515,651</u>	<u>\$ 66,284,466</u>	<u>\$ 260,328,096</u>	<u>\$ 52,966,194</u>	<u>\$ 15,329,095</u>	<u>\$ 211,675,597</u>	<u>\$ 43,347,802</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 630,877</u>	<u>\$ 2,807,149,643</u>
<b>DEPRECIACION Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA</b>													
Saldos al 1 de enero de 2014	\$ (309,661,639)	\$ (25,498,940)	(215,850,314)	\$ (631,582,963)	\$ (35,069,105)	(109,806,704)	\$ (34,503,429)	\$ (12,623,928)	\$ -	\$ -	\$ (7,341,909)	\$ -	\$ (1,381,938,931)
Depreciación y amortización	(38,183,033)	(2,879,780)	(16,640,385)	(64,135,419)	(1,414,222)	(15,143,005)	(3,418,783)	(1,260,160)	-	-	-	-	(143,074,787)
Reclasificaciones	735,813	607,072	(179,524)	-	(1,073,720)	26,842	525,701	173,184	-	-	(129,792)	-	685,576
Bajas	7,816,567	-	12,172	-	412,737	-	345,065	899,753	-	-	126,446	-	9,612,740
Saldos al 31 de diciembre de 2014	(339,292,292)	(27,771,648)	(232,658,051)	(695,718,382)	(37,144,310)	(124,922,867)	(37,051,446)	(12,811,151)	-	-	(7,345,255)	-	(1,514,715,402)
Depreciación y amortización	(41,107,609)	(3,041,899)	(16,777,673)	(84,823,893)	(1,608,620)	(15,986,093)	(3,533,648)	(1,071,815)	-	-	-	-	(167,951,250)
Reclasificaciones	(1,148,744)	283,636	(310,859)	-	(113,573)	-	1,259,561	(402,648)	-	-	3,231,659	-	2,799,032
Bajas	60,264,739	29,951,896	110,415,176	98,636	1,154,416	-	2,812,054	8,391,094	-	-	4,113,596	-	217,201,607
Saldos al 31 de diciembre de 2015	<u>\$ (321,283,906)</u>	<u>\$ (578,015)</u>	<u>\$ (139,331,407)</u>	<u>\$ (780,443,639)</u>	<u>\$ (37,712,087)</u>	<u>\$ (140,908,960)</u>	<u>\$ (36,513,479)</u>	<u>\$ (5,894,520)</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ (1,462,666,013)</u>
Pozos, ductos, propiedades y equipo, neto diciembre 2014	<u>\$ 419,673,141</u>	<u>\$ 18,357,704</u>	<u>\$ 338,440,978</u>	<u>\$ 495,666,630</u>	<u>\$ 27,258,959</u>	<u>\$ 212,323,143</u>	<u>\$ 17,768,260</u>	<u>\$ 11,190,863</u>	<u>\$ 195,817,249</u>	<u>\$ 42,813,007</u>	<u>\$ 3,480,452</u>	<u>\$ 583,753</u>	<u>\$ 1,783,374,138</u>
Pozos, ductos, propiedades y equipo, neto diciembre 2015	<u>\$ 327,128,108</u>	<u>\$ 21,102,328</u>	<u>\$ 280,648,101</u>	<u>\$ 286,072,012</u>	<u>\$ 28,572,379</u>	<u>\$ 119,419,136</u>	<u>\$ 16,452,715</u>	<u>\$ 9,434,575</u>	<u>\$ 211,675,597</u>	<u>\$ 43,347,802</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 630,877</u>	<u>\$ 1,344,483,631</u>
Tasa de depreciación	3 a 5%	5%	2 a 7%	-	3 a 7%	4%	3 a 10%	4 a 20%	-	-	-	-	-
Vida útil estimada en años	20 a 35	20	15 a 45	-	33 a 35	25	3 a 10	5 a 25	-	-	-	-	-

- a. Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, 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 \$ 5,258,854, \$ 3,997,121 y \$ 2,943,597, respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 registradas básicamente en los costos y gastos de operación ascendieron a \$ 167,951,250, \$ 143,074,787 y \$ 148,491,704, respectivamente, las cuales incluyen \$ 1,401,870, \$ 2,011,027 y \$ 2,000,230, 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 2015 y 2014, asciende a \$ 56,894,695 y \$ 52,460,749, respectivamente y se presenta como una provisión operativa de pasivo a largo plazo. (Ver Nota 18)
- d. Al 31 de diciembre de 2015 se reconoció un deterioro en los activos fijos por un monto total de \$ (477,944,688), el cual se encuentra registrado en el rubro de costo de ventas en el estado consolidado del resultado integral, derivado principalmente del comportamiento de los precios a la baja del crudo y gas en el mercado internacional, así como a una mayor tasa de descuento y al acotamiento del lapso de las proyecciones de los flujos de efectivo afectando activos fijos como son: plantas, ductos, pozos e instalaciones de producción.

#### Unidad Generadora de Efectivo de Exploración y Producción

Las unidades de Generadoras de efectivo en PEP son proyectos de inversión que agrupan campos productores que tienen asociadas reservas de hidrocarburos con categoría 1P reservas probadas. Estos campos productores de hidrocarburos contienen diversos grados de poder calorífico (API) integrados por un conjunto de pozos y se encuentran apoyados por activos fijos que están asociados directamente a la producción, como son ductos, instalaciones de producción, plataformas marinas, equipo especializado y maquinaria.

Cada proyecto representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos para estar en posibilidades de determinar los flujos de efectivo a futuro (valor de uso).

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados la extracción de hidrocarburos, se determina el valor presente neto de las reservas para lo cual se utilizaron las siguientes premisas:

Precio promedio de petróleo	\$ 57.57 USD/bl (2016-2034)
Precio promedio de gas	\$ 3.39 USD/mpc (2016-2034)
Precio promedio de condensados	\$ 41.63 USD/bl (2016-2034)
Producción total	8,694 mm bpce
T.C. promedio	\$ 17.40 mxp/usd (2016-2034)
Horizonte de producción	19 años
Tasa de descuento	15.48% anual

En Pemex Exploración y Producción para la determinación del importe recuperable de los activos fijos se utilizan las reservas probadas (1P) con precios estimados a largo plazo. El monto recuperable de cada activo es el valor en uso. Hasta el periodo de 2014, la proyección de los flujos de efectivo consideraba un periodo de 25 años; sin embargo, por disposiciones normativas del estado a partir del periodo de 2015 se acotó a 20 años como límite contractual. La tasa de descuento utilizada fue de 15.48% en 2015, la cual incluye las evaluaciones de los factores de riesgo de mercado, riesgo país, costo de capital y costo de la deuda, y fue revisada en virtud de los cambios fiscales de la reforma energética. Las proyecciones de los flujos de efectivo fueron determinadas con las hipótesis mencionadas presentando una tasa de crecimiento decreciente. Los principales proyectos que resultaron afectados son: Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermudez y Burgos por \$ 394,396,580.

#### Unidad Generadora de Efectivo de Refinados

Como consecuencia de la reorganización corporativa realizada en el ejercicio 2015, se redefinieron las Unidades Generadoras de Efectivo, siendo cada una de las refinerías que se encuentran ubicadas en puntos estratégicos de la República Mexicana, las cuales son: Cadereyta, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz, Madero y Tula. Anteriormente, se definió como UGE el Sistema Nacional de Refinerías.

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a las Refinerías del Sistema Nacional de Refinerías se utilizaron las siguientes premisas:

Precio promedio de petróleo	\$ 56.02 USD por barril procesado (2016-2029)
Volumen procesado	204.4 mbd (promedio 2016-2029)
T.C. promedio	\$ 17.40 mxp/usd (2016-2029)
Vida útil de las UGE	14 años en promedio
Tasa de descuento	13.72% anual

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. Hasta el 31 de diciembre de 2015, la proyección de los flujos fue considerada por un periodo de 14 años. Durante el año 2015 la tasa utilizada fue de 13.72%.

Al 31 de diciembre de 2015 se incluyen \$ 75,724,859 por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por las UGEs: Minatitlán \$ 53,890,967 y Madero \$ 21,833,892, las cuales se presentan en el rubro de Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo en los estados del resultado integral.

#### Unidad Generadora de Efectivo de Gas

Las unidades generadoras de efectivo son cada uno de los centros de procesadores de gas que se encuentran ubicados en puntos estratégicos de la república Mexicana, las cuales son: Ciudad Pemex, Cactus, nuevo Pemex, la Venta, Coatzacoalcos, Matapionche, Poza Rica, Burgos y Arenque.

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a los centros procesadores de gas se utilizaron las siguientes premisas:

Precio promedio de petróleo	\$ 50.61 MXP promedio por mdpc (2016-2029)
Volumen procesado	2,021 mmpcd de gas amargo (2016-2029) 805 mmpcd de gas húmedo dulce (2016-2029)
T.C. promedio	\$ 17.40 mxp/usd (2016-2029)
Vida útil de las UGE	11 años en promedio
Tasa de descuento	9.52% anual

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. Hasta el 31 de diciembre de 2015, la proyección de los flujos fue considerada por un periodo de 13 años. Durante el año 2015 la tasa utilizada fue de 9.52%.

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, se incluyen \$ 392,019, por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por la UGE Arenque, el cual se presenta en el rubro de Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo en los estados del resultado integral.

#### Unidad Generadora de Efectivo de Petroquímicos

Las unidades generadoras de efectivo son cada uno de los centros de procesadores de gas que se encuentran ubicados en puntos estratégicos de la república Mexicana, las cuales son: Independencia y Cangrejera.

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. Hasta el 31 de diciembre de 2015, la proyección de los flujos fue considerada por un periodo de 14 años. Durante el año 2015 la tasa utilizada fue de 8.84%.

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 se incluyen \$ 325,200, por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por la UGE Cangrejera, el cual se presenta en el rubro de Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo en los estados del resultado integral.

#### Unidad generadora de efectivo Logística

Las unidades generadoras de efectivo son los ductos, buques, terminales de almacenamiento y el equipo de transporte terrestre, los cuales son utilizados para el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos. Las UGE se redefinieron como consecuencia de la reorganización corporativa realizada en Pemex durante el ejercicio 2015, anteriormente, estaban inmersas en las UGE del Sistema Nacional de Refinación, e Importación de Productos.

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideró los ingresos por servicios. Hasta el 31 de diciembre de 2015, la proyección de los flujos fue considerada por un periodo de 5 a 21 años. La tasa de descuento utilizada fue de 8.42%.

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 se incluyen \$ 5,829,519, por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por las UGEs mencionadas anteriormente, el cual se presenta en el rubro de Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo en los estados del resultado integral..

#### Unidad generadora de efectivo Etileno

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideró las ventas y los ingresos por servicios. La tasa de descuento utilizada fue de 7.28%.

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 el costo de ventas incluye \$ 1,276,510 por concepto de deterioro de activos de larga duración.

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 Burgos, Poza Rica y Macuspana, al 31 de diciembre de 2014 el valor de uso fue desfavorable, generando un deterioro por \$ 21,199,704 en 2014 y \$ 26,364,717 en 2013, respectivamente, el cual se presenta en el estado consolidado del resultado integral en el rubro de Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo. En PPQ al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se identificaron activos sujetos a deterioro por \$ 1,445,992 y \$ 894,782, respectivamente. 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 ejercicio 2013 del deterioro registrado en años anteriores por \$ 1,650,664.

Las proyecciones futuras de flujo de efectivo neto de PEMEX se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las unidades generadoras de efectivo y los gastos, utilizando pronósticos, los resultados anteriores y las perspectivas para el desempeño de la empresa y el desarrollo del mercado. El presupuesto anual de PEMEX y el plan de negocio establecen variables macroeconómicas para cada una de las unidades generadoras de efectivo, que se calculan sobre una base real, incluyendo variables como el volumen de producción, los precios de mercado, tipos de cambio, entre otros, que se utilizan para cuantificar los ingresos y gastos estimados. Los pronósticos se preparan sobre la base de los informes internos y es actualizada con información externa relevante (principalmente predicciones de precios elaborados por consultores y entidades especializadas).

Los supuestos clave de valuación utilizados, que son las variables más sensibles utilizadas para calcular los flujos de efectivo neto, y los principios generales usados para generar estos supuestos se resumen a continuación:

- i. Los precios de venta de petróleo y gas. Los precios resultantes son consistentes con los utilizados por PEMEX para tomar decisiones de inversión, que se basa en los precios observables en los mercados internacionales a partir de la fecha del estado de situación financiera.
- ii. Las reservas y los programas de producción. Las reservas probadas de petróleo y gas estimadas sobre la base de las reservas de petróleo y gas al 31 de diciembre de 2015 se ajustan a las normas de documentación y el marco establecido por SEC y con los criterios establecidos por la Sociedad de Ingenieros Petroleros, teniendo en cuenta los planes de desarrollo. Los programas de producción se estiman sobre la base de las reservas, los niveles de producción en los pozos existentes y los planes de desarrollo establecidos para cada campo productivo.
- iii. Los gastos de operación e inversiones. Estos se calculan en el primer año sobre la base del presupuesto anual de PEMEX y posteriormente se actualizan de acuerdo con los programas de desarrollo de activos. Con el propósito de llevar a cabo las pruebas de valor en uso de conformidad con la NIC 36, "Deterioro de activos", éstos no incluyen los gastos relacionados con las mejoras de los activos.

Estas estimaciones futuras de los flujos de efectivo netos se descuentan a su valor presente utilizando tasas de descuento específicas para las unidades generadoras de efectivo en función de la moneda en que están denominados sus respectivos flujos de efectivo y los riesgos asociados con dichos flujos. Las tasas de descuento pretenden reflejar las evaluaciones del mercado actual del valor temporal del dinero y los riesgos específicos del activo. En consecuencia, las diversas tasas de descuento utilizadas toman en consideración el riesgo país. Para garantizar que los cálculos son consistentes y evitar el doble recuento, las proyecciones de flujos de efectivo no tienen en cuenta los riesgos que ya han sido incorporadas en las tasas de descuento utilizadas.

Las tasas de descuento utilizadas reflejan las condiciones actuales del mercado y los riesgos específicos relacionados con esos activos fijos.

- e. Como resultado del proceso de adjudicación de asignaciones para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos a que hace mención el sexto transitorio del "Decreto de la Reforma Energética", se afectaron diversas inversiones de Pemex Exploración y Producción, por lo que conforme a lo mencionado en dicho transitorio, se espera recibir una contraprestación a su justo valor económico. Al 31 de diciembre de 2015, el valor en libros de las inversiones afectadas se integran de la siguiente forma:

	<u>Campos</u>	<u>Importe</u>
Campos asignados temporalmente	72	\$ 55,391,161
Campos asignados temporalmente y licitados en ronda 1.3	23	3,186,873
Campos no asignados definitivamente	320	7,266,785
Campos solicitados no asignados	44	<u>4,614,086</u>
<b>Total</b>		<b><u>\$ 70,458,905</u></b>

Por lo que respecta a las inversiones afectadas en las áreas exploratorias no solicitadas, no asignadas y áreas parcialmente asignadas, éstas ascienden a US\$ 10,721,000, clasificándose de la siguiente manera:

	Áreas	US\$
Áreas no solicitadas	723	\$ 6,711,000
Áreas solicitadas no asignadas	57	2,106,000
Áreas asignadas parcialmente	62	<u>1,931,000</u>
<b>Total</b>		<b><u>\$ 10,748,000</u></b>

- f. PEMEX contrató pasivos por arrendamiento capitalizable de buque tanques, que expiran en diferentes fechas hasta 2018.

Al 31 de diciembre de 2013 se contrataron bajo el esquema de arrendamiento financiero casos excepcionales, 9 equipos de perforación terrestre con un horizonte de pago de 10 años.

En febrero de 2015 se contrataron bajo el esquema de arrendamiento financiero casos excepcionales, 2 plataformas marinas con un horizonte de pago de 10 años.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los activos adquiridos a través de arrendamiento capitalizable se integran como se menciona a continuación:

	2015	2014
Inversión en buque tanques y equipo de perforación	\$ 11,142,197	\$ 5,017,002
Menos depreciación acumulada	<u>(1,176,208)</u>	<u>(953,152)</u>
	<b><u>\$ 9,965,989</u></b>	<b><u>\$ 4,063,850</u></b>

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\$
2016	\$ 1,696,237	98,581
2017	1,696,082	98,572
2018	1,616,843	93,967
2019	1,036,951	60,265
2020	1,036,951	60,265
2021 y posteriores	<u>3,950,892</u>	<u>229,617</u>
	11,033,956	641,267
Menos intereses no devengados a corto plazo	440,640	25,609
Menos intereses no devengados a largo plazo	<u>1,378,395</u>	<u>80,109</u>
Total arrendamiento capitalizable	9,214,921	535,549
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)	<u>1,255,597</u>	<u>72,972</u>
<b>Total arrendamiento capitalizable a largo plazo</b>	<b><u>\$ 7,959,324</u></b>	<b><u>462,577</u></b>

El gasto por intereses sobre arrendamiento capitalizable, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 fue de \$ 450,760, \$242,436 y \$ 159,380, respectivamente.

Las tasas de descuento utilizadas para la realización del cálculo fueron las siguientes:

- i. Tasa de 7.96% términos nominales (5.71% en términos reales al 31 de diciembre de 2015).
- ii. Tasa de 7.96% términos nominales (3.73% en términos reales al 31 de diciembre de 2014).
- iii. Tasa de 7.96% en términos nominales (3.83% en términos reales al 31 de diciembre de 2013).

### 13. Activos intangibles

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los activos intangibles se componen de pozos no signados a una reserva, cuyo saldo fue de \$14,304,961 y \$14,970,904, respectivamente.

	31 de diciembre	
	2015	2014
Pozos no asignados a una reserva:		
Saldo al inicio del año	\$ 14,970,904	\$ 7,892,474
Incrementos en obras en construcción	28,725,376	24,185,826
Deducciones contra gastos	(13,081,780)	(9,793,246)
Deducciones contra activo fijo	(16,309,539)	(7,314,150)
<b>Saldo al final del año</b>	<b>\$ 14,304,961</b>	<b>\$ 14,970,904</b>

### 14. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el saldo de otros activos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2015	2014
Documentos por cobrar	\$ 50,000,000	\$ -
Pagos anticipados	1,980,260	2,959,819
Otros	5,427,400	4,694,541
	<u>\$ 57,407,660</u>	<u>\$ 7,654,360</u>

El 24 de diciembre de 2015, la SHCP publicó en el Diario Oficial de la Federación las "Disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias". Estas disposiciones establecen los términos, condiciones y mecanismos de financiamiento y pago mediante los cuales la SHCP asumirá parte de los pagos relacionados con los planes de pensiones y retiro. Un experto independiente revisará el cálculo, la metodología usada y toda la información proporcionada para tales efectos por PEMEX.

De acuerdo con las disposiciones mencionadas y previo a la finalización de la revisión del experto mencionado, el 24 de diciembre de 2015, el Gobierno de México emitió como anticipo través de la SHCP, un pagaré por \$ 50,000,000 con vencimiento el 31 de diciembre de 2050. El pagaré devenga una tasa de interés de 6.93% anual. Este título se reconoce como un documento por cobrar a largo plazo ya que como está establecido en los lineamientos, una vez concluida la revisión del experto nombrado por la SHCP, el pagaré será intercambiado por diversos títulos sin que estén especificados éstos dentro de los 60 días hábiles bancarios siguientes a la conclusión de dicha revisión.

### 15. Deuda

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2015, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de noviembre de 2014, en su artículo segundo establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos sus entidades subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$ 110,500,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta US\$ 6,500,000. PEMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total antes señalado (\$ 195,000,000 equivalentes a US\$ 15,000,000).

El Consejo de Administración de Pemex aprobó, en su sesión celebrada el 18 de noviembre de 2014, las disposiciones sobre las características generales y políticas para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias de conformidad con lo dispuesto en el artículo 107 de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Posteriormente, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con fundamento en el artículo 13 fracción XXVI de la Ley de Petróleos Mexicanos, tomó conocimiento del programa de financiamiento para el ejercicio fiscal 2015.

Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- a. El 16 de enero de 2015 se realizó una disposición por \$ 7,000,000 de una línea de crédito bilateral con tasa TIIE 28 días más 35 puntos base, pagadera el 16 de enero de 2016.
- b. El 22 de enero de 2015, se incrementó el programa de emisión de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 42,000,000 a US\$ 52,000,000. Todos los títulos de deuda emitidos bajo este programa están garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- c. El 23 de enero de 2015, Petróleos Mexicanos emitió bonos en los mercados internacionales bajo el programa de emisión de pagarés de mediano plazo Serie C de US\$ 52,000,000 por un monto total de US\$ 6,000,000 en tres tramos: el primero por un monto de US\$ 1,500,000 y un cupón de 3.500% y con vencimiento en 2020; el segundo fue por un monto de US\$ 1,500,000, un cupón de 4.500% y con vencimiento en 2026; y el tercero por un monto de US\$ 3,000,000 un cupón de 5.625% y con vencimiento en 2046.
- d. El 30 de enero de 2015 se llevó a cabo un convenio modificadorio a la línea de crédito revolvente sindicada con el fin de incrementar el monto de US\$ 1,250,000, hasta por US\$ 3,250,000 y extender el plazo al 15 de febrero de 2020. Con fecha 5 de febrero de 2015, Petróleos Mexicanos dispuso de US\$ 1,950,000 bajo este crédito para prepagar totalmente el préstamo por US\$ 700,000 de fecha 17 de diciembre de 2014.
- e. El 11 de febrero de 2015, Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de Certificados Bursátiles por \$ 24,287,902 en tres tramos. El primer tramo por \$ 17,000,000 a una tasa de 7.47% con vencimiento en 2026, la cual consistió en 1) una oferta en el mercado internacional por \$ 9,000,000 que puede ser ofrecida y adquirida en el extranjero a través de EuroClear e Indeval y 2) una oferta en el mercado local por \$ 8,000,000. Esta emisión fue la reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2016 que fue emitido el 27 de noviembre de 2014. El segundo tramo fue emitido por \$ 4,300,000 a tasa variable con vencimiento en 2020. Esta emisión fue la reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2020 que fue emitido el 27 de noviembre de 2014. El tercer tramo fue emitido por 565,886,800 UDIs equivalentes a \$ 2,987,902 a tasa fija de 3.94%. Esta emisión representa la cuarta reapertura de la misma serie emitida originalmente el 30 de enero de 2014, reabierta el 2 de julio de 2014, el 11 de septiembre de 2014 y el 27 de noviembre de 2014. Estos certificados bursátiles fueron emitidos bajo el programa de Certificados Bursátiles por \$ 200,000,000 o su equivalente en UDIs.
- f. El 11 de febrero de 2015, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito por un monto de US\$ 2,000,000. El 17 de febrero de 2015 solicitó US\$ 2,000,000 bajo este crédito para prepagar totalmente el préstamo de fecha 18 de noviembre de 2010.
- g. El 24 de marzo de 2015, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores autorizó a Petróleos Mexicanos su Programa de Certificados Bursátiles de Corto Plazo por un monto hasta de \$ 100,000,000. Todos los certificados bursátiles emitidos bajo este programa están garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- h. El 21 de abril de 2015, Petróleos Mexicanos emitió bonos en los mercados internacionales bajo el programa de emisión de pagarés de mediano plazo Serie C de US\$ 52,000,000 por un monto total de € 2,250,000 en dos tramos: el primero por un monto de € 1,250,000, un cupón de 2.750% con vencimiento en abril de 2027; y el segundo fue por un monto de € 1,000,000, un cupón de 1.875% con vencimiento en abril de 2022. La emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

- i. El 6 de mayo de 2015, AGRO realizó un desembolso por US\$ 50,000 a tasa flotante con vencimiento el 18 de diciembre de 2017.
- j. El 26 de junio de 2015, Petróleos Mexicanos realizó un desembolso por US\$ 500,000 de las líneas de crédito revolventes.
- k. El 7 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos suscribió un Contrato de Apertura Simple con un grupo de bancos nacionales por \$ 18,000,000 con vencimiento el 7 de julio de 2025 y amortizaciones trimestrales a una tasa de TIIE de 91 días más 95 puntos base, el cual fue desembolsado en su totalidad el 10 de julio de 2015.
- l. El 16 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos realizó una emisión bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 200,000,000 o su equivalente en UDis por \$ 7,721,582 en tres tramos: \$ 650,000 en tasa flotante de TIIE más 15 puntos base con vencimiento en noviembre de 2020; se trató de la segunda reapertura de la emisión PEMEX 14; \$ 6,100,000 con vencimiento en 2026, tasa cupón de 7.47%, se trató de la segunda reapertura de la emisión PEMEX 14-2; 183.9 millones de UDis equivalentes a \$ 971,582 con vencimiento en enero de 2026 con una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la quinta reapertura de la emisión PEMEX 14-U. La emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- m. El 31 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono en el mercado internacional por US\$ 525,000 con la garantía del Export Import Bank de los Estados Unidos, a tasa fija de 2.46%, amortizable semestralmente con vencimiento en diciembre de 2025.
- n. El 4 de agosto de 2015, PMI HBV obtuvo un préstamo por US\$ 250,000, a una tasa de 1.79% con vencimiento en 2018. Este préstamo está garantizado con las 20,724,331 acciones de Repsol.
- o. El 14 de agosto de 2015, Petróleos Mexicanos hizo dos disposiciones por US\$ 250,000 cada una, dentro de sus líneas revolventes en dólares.
- p. El 28 de agosto de 2015, Petróleos Mexicanos realizó una operación de refinanciamiento por US\$ 120,000 mediante una disposición en la línea revolvente en dólares enmendada el 30 de enero de 2015. El 30 de septiembre de 2015, Petróleos Mexicanos formalizó una línea de crédito por \$ 5,000,000 a tasa flotante (TIIE 91 más 124 puntos base), con un plazo de 8 años y amortizaciones trimestrales que vence en septiembre de 2023 que fue desembolsada el 7 de octubre de 2015.
- q. El 15 de septiembre de 2015, Petróleos Mexicanos realizó una disposición por US\$ 800,000 dentro de una de sus líneas revolventes en dólares.
- r. El 30 de septiembre de 2015, Petróleos Mexicanos formalizó una línea de crédito por \$ 5,000,000 a tasa flotante (TIIE 91 más 124 puntos base), con un plazo de 8 años y amortizaciones trimestrales a partir de septiembre de 2017, que vence en septiembre de 2023 y fue desembolsada el 7 de octubre de 2015.
- s. El 30 de septiembre de 2015, Petróleos Mexicanos realizó una disposición de una línea de crédito por un monto de US\$ 500,000, con la garantía del Export Import Bank de los Estados Unidos, amortizable semestralmente, con vencimiento en diciembre de 2025, a tasa variable Libor 6m + 45 puntos base.
- t. El 30 de septiembre de 2015, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito por un monto de US\$ 475,000 con la garantía del Export Import Bank de los Estados Unidos, amortizable semestralmente, con vencimiento en diciembre de 2025, a tasa variable Libor 6m + 45 puntos base.

- u. El 30 de septiembre de 2015, Petróleos Mexicanos realizó una nueva emisión de certificados bursátiles en dos tramos: i) \$ 1,357,736 en tasa flotante de TIIE más 35 puntos base con vencimiento en septiembre de 2018; ii) 1,138,056,400 de UDIs equivalentes a \$ 6,042,756, en tasa fija de 5.23% y vencimiento en septiembre de 2035.
- v. El 7 de octubre de 2015, Petróleos Mexicanos formalizó una línea de crédito por \$ 5,000,000 a tasa flotante (TIIE), que vence el 16 de octubre de 2022.
- w. El 16 de octubre de 2015, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de apertura simple por un monto de \$ 5,000,000 a tasa variable (TIIE de 91 días más 115 puntos base), con un plazo de 7 años, amortizaciones trimestrales a partir del mes 39 y vencimiento en octubre de 2022, cuyo desembolso se llevó a cabo el 22 de octubre de 2015.
- x. El 6 de noviembre, Petróleos Mexicanos emitió un bono por € 100,000 con cupón a tasa fija de 4.625% y vencimiento en noviembre de 2030 bajo el formato Schuldschein.
- y. El 8 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos emitió un bono por F600,000 con vencimiento en diciembre de 2020 y un cupón de 1.5%.
- z. El 15 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito por \$ 10,000,000 dentro de su línea sindicada contingente en pesos.
- aa. El 21 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos suscribió el contrato de una nueva línea bilateral revolvente por \$ 3,500,000, a 3 años y medio y TIIE de 28 días más 60 puntos base. Esta línea reemplaza a su similar que venció el pasado 23 de diciembre de 2015.
- bb. El 29 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito por \$ 4,400,000 a tasa variable ligada a TIIE, con vencimiento el 29 de marzo de 2016.
- cc. Adicionalmente se realizaron disposiciones por otros conceptos por US\$ 132,700 durante el periodo enero-diciembre de 2015.
- dd. Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015, PMI HBV obtuvo US\$ 1,540,000 de líneas de crédito revolvente y pagó US\$ 2,040,000. El monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito al 31 de diciembre de 2014 fue de US\$ 500,000. Al 31 de diciembre de 2015 no había monto pendiente de pago de estas líneas de crédito.

Al 31 de diciembre de 2015, de las líneas de crédito revolvente para manejo de liquidez hasta por US\$ 4,500,000 y \$ 23,500,000 se encuentran disponibles US\$ 130,000 y \$ 9,100,000, respectivamente.

Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014, PEMEX realizó las siguientes operaciones de financiamiento:

- a. El 23 de enero de 2014, Petróleos Mexicanos, realizó una colocación de deuda en los mercados internacionales bajo su Programa de Pagarés de Mediano plazo Serie C de US\$ 32,000,000 por un monto total de US\$ 4,000,000 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 el 18 de julio 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%.
- b. El 23 de enero de 2014, la SHCP autorizó a Petróleos Mexicanos el incremento del Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de US\$ 32,000,000 a US\$ 42,000,000. Todos los títulos de deuda emitidos bajo este programa están garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación y Pemex Gas y Petroquímica Básica.

- c. El 30 de enero de 2014, 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 tres tramos en el mercado mexicano, el primero por \$ 7,500,000 con vencimiento en 2024 a una tasa fija de 7.19%, que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 2,616,050 fuera de México bajo el formato de Global Depositary Notes (GDNs) y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 4,883,950 en el mercado local. Se trata de la segunda reapertura de la emisión realizada originalmente el 26 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013. El segundo por \$ 2,000,000 con vencimiento en 2019 a tasa flotante de Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) más 3.8%, se trata de la segunda reapertura de la emisión realizada originalmente el 19 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013. El tercer tramo por 588,435 UDIs, equivalentes a \$ 3,000,000 con vencimiento en 2026 a una tasa fija de 3.94%. Toda la deuda emitida bajo este programa se encuentra garantizada por Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
- d. El 20 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo por US\$ 1,000,000 a tasa flotante de Libor más 0.16%, mismo que ha sido renovado y se encuentra vigente al cierre del ejercicio.
- e. 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 1.08%, con vencimiento en marzo de 2018.
- f. El 16 de abril de 2014, Petróleos Mexicanos emitió € 1,000,000 a una tasa de 3.75% con vencimiento en 2026. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Pagares de Mediano Plazo Serie C de US\$ 42,000,000.
- g. El 30 de mayo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo de \$ 10,000,000 de una línea de crédito revolvente, con vencimiento el 2 de julio 2014, por lo que no afecta el endeudamiento neto.
- h. El 2 de junio de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo dos préstamos de las líneas de crédito revolventes por US\$ 1,250,000 y US\$ 250,000 a tasa flotante que fueron amortizados durante 2014, por lo que no afectaron el endeudamiento neto.
- i. El 2 de julio de 2014, Petróleos Mexicanos realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 200,000,000 o su equivalente en UDIs una emisión de certificados bursátiles en tres tramos: \$ 1,500,000 con vencimiento en 2019 y una tasa TIIE a 28 días más 4 puntos base; esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en febrero de 2019 originalmente realizada el 19 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014; \$ 11,000,000 una tasa cupón de 7.19% con vencimiento en septiembre de 2024; que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 2,353,100 fuera de México bajo el formato de GDNs y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 8,646,900 en el mercado local, esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014; 487.2 millones de UDIs equivalentes a \$ 2,500,000 con vencimiento en enero de 2026 con rendimiento de 3.23% y una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2019 originalmente realizada el 30 de enero de 2014.
- j. El 25 de julio de 2014, Petróleos Mexicanos realizó la primera disposición derivada de la contratación de una línea de crédito sindicado en pesos por un monto inicial de \$ 26,000,000 con fecha de vencimiento 25 de julio de 2024 a una tasa TIIE 91 días más 95 puntos base.

- k. El 29 de julio de 2014, Petróleos Mexicanos modificó los términos de la línea de crédito firmada el 22 de diciembre de 2011, disminuyendo el monto disponible de \$ 10,000,000 a \$ 3,500,000.
- l. El 8 de septiembre de 2014, Petróleos Mexicanos enmendó los términos de su línea de crédito sindicada para incrementarla de \$ 26,000,000 a \$ 30,000,000. El 10 de septiembre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó una segunda disposición de la línea de crédito sindicada en pesos por un monto de \$ 4,000,000 con fecha de vencimiento 26 de julio de 2024 a una tasa TIIE 91 días más 95 puntos base. El monto total de la línea de crédito sindicada considerando la primera y la segunda disposición es de \$ 30,000,000.
- m. El 11 de septiembre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 200,000,000 o su equivalente en UDIs una emisión de certificados bursátiles en tres tramos: el primero \$ 19,999,269 con una tasa cupón de 7.19% con vencimiento en septiembre de 2024; que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 3,418,200 fuera de México bajo el formato de GDNs y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 16,581,069 en el mercado local, esta emisión representó la cuarta reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013, el 30 de enero de 2014 y el 2 de julio de 2014; el segundo por: \$ 5,000,000 con vencimiento en 2019 y un rendimiento de TIIE a 28 días más 1 punto base; esta emisión representó la cuarta reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en febrero de 2019 originalmente realizada el 19 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013, el 30 de enero de 2014 y el 2 de julio de 2014; el tercero por 968,671 de UDIs equivalentes a \$ 5,000,731 con vencimiento en enero de 2026 con una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la segunda reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2026 originalmente realizada el 30 de enero de 2014 y reabierto el 2 de julio de 2014.
- n. El 14 de octubre de 2014, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono en el mercado internacional por US\$ 500,000 con la garantía del Export Import Bank de los Estados Unidos de Norteamérica (Ex Im Bank) a tasa variable de libor 3 meses más 35 puntos base, amortizable trimestralmente con vencimiento en abril de 2025.
- o. El 15 de octubre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó una colocación de deuda en los mercados internacionales bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 42,000, 000 por un monto total de US\$ 2,500,000 a tasa fija. Esta colocación se realizó en dos tramos: US\$ 1,000,000 con vencimiento en enero de 2025 y rendimiento al vencimiento de 4.250% y US\$ 1,500,000 con vencimiento en junio de 2044 y rendimiento al vencimiento de 5.50% que fue la segunda reapertura de sus bonos a tasa 5.50% con vencimiento en 2044, originalmente emitidos el 26 de junio de 2012 y posteriormente reabiertos el 19 de octubre de 2012.
- p. El 20 de octubre de 2014, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la segunda emisión de bonos con la garantía del Ex Im-Bank en el mercado internacional. La emisión se efectuó por un monto de US\$ 500,000 a tasa fija amortizable semestralmente. El bono pagará un cupón de 2.378%, con vencimiento el 15 de abril de 2025.
- q. El 14 de noviembre de 2014, Petróleos Mexicanos liquidó el total del principal del programa (i) US\$ 1,500,000 con una tasa de 4.875% con vencimiento en 2015 y (ii) US\$ 234,915 con una tasa de 5.750% con vencimiento en 2015.
- r. El 19 de noviembre de 2014 se realizó un desembolso por \$ 20,000,000 de una línea de crédito revolvente, a una tasa flotante ligada a TIIE con vencimiento al 19 de noviembre de 2019.

- s. El 27 de noviembre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó una emisión bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 200,000,000 o su equivalente en UDis por \$ 15,000,000 en tres tramos: \$ 5,000,000 en tasa flotante de TIIE más 15 puntos base con vencimiento en noviembre de 2020; se trató de una nueva emisión PEMEX 14; \$ 8,301,389 con vencimiento en 2026, tasa cupón de 7.47%; 325.0 millones de UDis equivalentes a \$ 1,698,611 con vencimiento en enero de 2026 con una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2026 originalmente realizada el 30 de enero de 2014 y reabierta el 2 de julio y el 11 de septiembre de 2014.
- t. El 15 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por \$ 3,500,000 de una línea de crédito revolvente, a una tasa flotante.
- u. El 17 de diciembre de 2014 contrató una línea de crédito por US\$ 700,000. El 19 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por US\$ 700,000 con tasa Libor más 85 puntos base con vencimiento en junio de 2015.
- v. El 18 de diciembre de 2014, AGRO contrató una línea de crédito por US\$ 390,000 con una tasa de interés flotante de LIBOR más 1.40%, en la misma fecha AGRO realizó un desembolso por US\$ 228,000 a tasa flotante con vencimiento el 18 de diciembre de 2017.
- w. El 19 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por \$ 10,000,000 de una línea de crédito bilateral en dos tramos; el primero por \$ 5,000,000 con tasa TIIE 91 días más 125 puntos base y un solo pago al vencimiento en enero de 2025 y el segundo por \$ 5,000,000 con tasa TIIE 90 días más 95 puntos base y pagadera mediante amortizaciones trimestrales hasta enero de 2025.
- x. El 23 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por \$ 10,000,000 de una línea de crédito bilateral con tasa TIIE 91 días más 85 puntos base y pagadera mediante amortizaciones trimestrales hasta marzo de 2025.
- y. Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2014, PMI HBV obtuvo US\$ 7,075,000 de una línea de crédito revolvente y pagó US\$ 7,125,000.

Al 31 de diciembre de 2014, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito revolvente para manejo de liquidez por US\$ 2,500,000 y \$ 23,500,000, las cuales se encuentran desembolsadas en su totalidad.

Algunos contratos de financiamiento establecen ciertas obligaciones de hacer y no hacer, entre las que destacan:

- No vender, gravar o disponer de ciertos activos esenciales para las operaciones del negocio.
- No contraer pasivos directos o contingentes o cualquier adeudo de índole contractual relacionado con estos activos, sujeto a ciertas excepciones.
- Transferir, vender o asignar derechos de cobro aún no devengados bajo contratos de venta de petróleo o gas natural, cuentas por cobrar u otros instrumentos negociables.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, PEMEX no ha incurrido en incumplimientos relacionados con los contratos de financiamiento vigentes.

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda documentada se integra como se muestra a continuación:

	Tasa de interés (1)	Vencimiento	31 de diciembre de 2015	
			Moneda nacional	Moneda extranjera
<b>En dólares estadounidenses</b>				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.125% a 9.5% y Libor más 0.35% a 2.02%	Varios hasta 2046	\$ 727,841,896	US\$ 42,300,404
Crédito al comprador	Libor más 0.8% a 0.85%	Varios hasta 2016	75,192,405	4,370,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.35% a 5.45%, Libor más .01% a 1.71%	Varios hasta 2021	81,621,345	4,743,634
Crédito directo	Tasa fija de 5.44% y Libor más 1%	Varios hasta 2018	15,255,958	886,639
Crédito sindicado	Libor más 0.85%	Varios hasta 2020	34,158,029	1,985,182
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2023	4,200,888	244,145
Arrendamiento financiero (Nota 10-e)	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2023	9,214,921	535,549
<b>Total en dólares estadounidenses</b>			<b>947,485,442</b>	<b>US\$ 55,065,553</b>
<b>En euros</b>				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.125% a 6.375%	Varios hasta 2030	143,993,293	€ 7,653,433
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	24	1
<b>Total en euros</b>			<b>143,993,317</b>	<b>7,653,434</b>
<b>En yenes</b>				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2023	13,432,600	¥ 94,000,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 1.56% a 2.56%	Varios hasta 2017	1,251,426	8,757,358
<b>Total en yenes</b>			<b>14,684,026</b>	<b>¥ 102,757,358</b>
<b>En pesos</b>				
Certificados bursátiles	TIIIE menos 0.06% a 0.35% y tasa fija de 7.19% y 9.15%	Varios hasta 2026	\$ 185,777,844	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIIE más 0.55% a 1.25%	Varios hasta 2025	38,485,205	
Crédito sindicado	TIIIE más 0.95	Varios hasta 2025	43,437,901	
Crédito revolvente	TIIIE más 0.55	En 2016	14,400,000	
<b>Total en pesos</b>			<b>282,100,950</b>	
<b>En UDI</b>				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	51,964,883	
<b>Otras monedas</b>				
Emisión de bonos	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	26,357,327	
Total del principal en moneda nacional	(2)		1,466,585,945	
Más:				
Intereses devengados			18,488,522	
Documentos por pagar a contratistas	(3)		8,307,368	
Total principal e intereses de la deuda			1,493,381,835	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			169,342,715	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo	(3)		4,677,431	
Intereses devengados			18,488,522	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			192,508,668	
<b>Deuda a largo plazo (Nota 15-c)</b>			<b>\$ 1,300,873,167</b>	

Al 31 de diciembre de 2014, la deuda documentada se integra como se muestra a continuación:

	Tasa de interés (1)	Vencimiento	31 de diciembre de 2014	
			Moneda nacional	Moneda extranjera
<b>En dólares estadounidenses</b>				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.43% a 2.02%	Varios hasta 2045	\$ 533,456,119	US\$ 36,245,150
Crédito al comprador	Libor más 0.4% a 0.5%	Varios hasta 2014	36,795,000	2,500,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.45% a 5.45%, Libor más .01% a 1.71%	Varios hasta 2022	70,558,213	4,794,008
Crédito directo	Tasa fija de 5.44% y Libor más 1% a 1.20%	Varios hasta 2018	24,959,247	1,695,831
Crédito sindicado	Libor más 0.8% y 1%	Varios hasta 2016	29,436,000	2,000,000
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2022	4,076,281	276,959
Arrendamiento financiero (Nota 12-f)	Tasa fija del 0.37% a 1.99%	Varios hasta 2023	3,873,174	263,159
<b>Total en dólares estadounidenses</b>			<b>703,154,034</b>	<b>US\$ 47,775,107</b>
<b>En euros</b>				
Emisión de bonos	Tasa fija de 5.5% a 6.375%	Varios hasta 2025	94,932,763	€ 5,304,804
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	68	4
<b>Total en euros</b>			<b>94,932,831</b>	<b>€ 5,304,808</b>
<b>En yenes</b>				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2023	11,533,800	¥ 94,500,615
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.90% y Prime yen de 1% a 2%	Varios hasta 2017	2,186,357	17,913,617
<b>Total en yenes</b>			<b>13,720,157</b>	<b>¥ 112,414,232</b>
<b>En pesos</b>				
Certificados bursátiles	Certificados de la Tesorería de la Federación (Cetes) más 0.57% TIIIE menos 0.07% a 0.7% y tasa fija de 7.19% y 9.91%	Varios hasta 2024	174,226,161	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIIE más 0.55% a 2.4%	Varios hasta 2022	24,186,813	
Crédito sindicado	TIIIE más 0.95	Varios hasta 2024	29,005,374	
Crédito revolvente	TIIIE más 0.55	En 2015	23,500,000	
<b>Total en pesos</b>			<b>250,918,348</b>	
<b>En UDI</b>				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 4.2%	Varios hasta 2028	40,932,604	
<b>Otras monedas</b>				
Emisión de bonos	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	14,223,278	
Total del principal en moneda nacional	(2)		1,117,881,252	
Más:				
Intereses devengados			13,671,738	
Documentos por pagar a contratistas	(3)		11,697,513	
Total principal e intereses de la deuda			1,143,250,503	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			125,006,395	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo	(3)		7,188,084	
Intereses devengados			13,671,738	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			145,866,217	
<b>Deuda a largo plazo (Nota 15-c)</b>			<b>\$ 997,384,286</b>	

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 en adelante	Total
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 192,508,668	\$ 93,007,050	\$ 112,779,978	\$ 107,721,152	\$ 169,903,260	\$ 817,461,727	\$ 1,493,381,835

	31 de diciembre	
	2015 (i)	2014 (i)
Movimientos de la deuda:		
Saldo al inicio del año	\$ 1,143,250,503	\$ 841,240,414
Captaciones- instituciones financieras	378,971,078	423,399,475
Captaciones - arrendamiento financiero	7,066,052	3,207,947
Amortizaciones	(191,318,841)	(207,455,492)
Intereses devengados	67,773,593	50,909,624
Intereses pagados	(62,737,150)	(47,248,478)
Variación cambiaria	152,676,257	78,884,717
Primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	<u>(2,299,657)</u>	<u>312,296</u>
<b>Saldo al final del año</b>	<b><u>\$ 1,493,381,835</u></b>	<b><u>\$ 1,143,250,503</u></b>

- (i) Estos saldos incluyen documentos a pagar de Contratos de Obra Pública Financiada ("COPF") los cuales no generaron flujo de efectivo.
- (1) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las tasas de interés eran las que siguen: LIBOR tres meses 0.6127% y 0.2556%, respectivamente; LIBOR seis meses 0.8461% y 0.3628%, respectivamente; Prima en yenes 1.475% en ambos años, respectivamente; TIIE a 28 días 3.55% y 3.32%, respectivamente; TIIE a 91 días 3.58% y 3.32%, respectivamente; Cetes a 28 días 3.05% y 2.74%, respectivamente; Cetes a 91 días 3.29% y 2.94%, respectivamente; Cetes a 182 días 3.58% y 3.01% respectivamente.
- (2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2015 y 2014, de bancos extranjeros fue de \$ 1,123,936,915 y \$ 798,484,400, 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	
	2015	2014
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b)	\$ 8,307,368	\$ 11,697,513
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	<u>4,677,431</u>	<u>7,188,084</u>
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	<u>\$ 3,629,937</u>	<u>\$ 4,509,429</u>

- (a) PEMEX tiene celebrados COPF (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hidrocarburos y las obras ejecutadas son propiedad de Pemex Exploración y Producción. 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 2015 y 2014, el saldo pendiente de pago era de \$ 5,372,799 y \$ 8,815,484, 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 2015 y 2014, el saldo era de \$ 2,934,569 (US\$ 170,550) y \$ 2,882,029 (US\$ 195,817), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

Año	US\$
2016	US\$ 25,267
2017	25,267
2018	25,267
2019	25,267
2020	25,267
2021 en adelante	44,215
Total	<u>US\$ 170,550</u>

(4) Al 31 de diciembre 2015 y 2014, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	31 de diciembre	
	2015	2014
Dólar estadounidense	\$ 17.2065	\$ 14.7180
Yen japonés	0.14290	0.1227
Libra esterlina	25.4983	22.9483
Euro	18.8084	17.8103
Franco suizo	17.3487	14.8122
Dólar canadiense	12.4477	12.7061
Dólar australiano	12.5538	12.0437

## 16. 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 productos (*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 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) y 4) límites de VaR por unidad de negocio y global, y límites de pérdida (stop-loss). Asimismo, PMI-Trading cuenta con un subcomité de administración de riesgos que supervisa las operaciones con IFD.

## A. Administración de Riesgos

### I. Riesgo de Mercado

#### i. 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 2015, aproximadamente 25.8% 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 2015, PEMEX tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nocional agregado de US\$ 2,225,000, a una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.35% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 9.20 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 nocional de US\$ 115,059, a una tasa fija promedio ponderada de 4.16% y plazo a vencimiento promedio de 5.73 años.

Por otro lado, PEMEX invierte 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.

#### ii. Riesgo de tipo de cambio

Una cantidad significativa de los ingresos de PEMEX se deriva de las exportaciones de petróleo 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, cuotas, estímulos y otros conceptos, 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 sobre hidrocarburos son calculados con base en precios internacionales denominados en dólares al igual que el costo de importación de los hidrocarburos que PEMEX adquiere para reventa en México o uso en sus instalaciones; mientras que, el monto de gastos de inversión y operación de PEMEX se establecen 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, mientras que la apreciación del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. PEMEX administra 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, sujeto a las condiciones de mercado. Como resultado de esta estrategia, 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 2015, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros y francos suizos, por un monto nominal agregado de US\$ 3,109,298 y el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nominal agregado de \$ 9,706,932. En 2014, PEMEX contrató IFD del mismo tipo para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros, por un monto nominal agregado de US\$ 1,388,400.

La mayoría de los swaps de moneda contratados por PEMEX son *plain vanilla*, excepto un swap contratado en 2004 para cubrir exposición al euro, con vencimiento en 2016. Este swap se denomina como swap "extinguible" y fue contratado con el objetivo de poder contar con cobertura para obligaciones que, en su momento, se adquirieron a 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. Este swap tiene un monto nominal de US\$ 1,146,410.

PEMEX registró, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 una pérdida cambiaria por \$ 154,765,574, \$ 76,999,161 y \$ 3,951,492, respectivamente, que incluye principalmente la pérdida no realizada, principalmente la que proviene de la deuda por \$ 152,554,454, \$ 78,884,717 y \$ 3,308,299, respectivamente; la mayor parte de la variación cambiaria de la deuda no impactó los flujos de efectivo. Lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 77.9% al 31 de diciembre de 2015, está denominada en divisa distinta al peso, por lo que la depreciación del peso dio como resultado la pérdida cambiaria. Las (pérdidas) o ganancias cambiarias no realizadas no impactan los flujos de efectivo de PEMEX. Derivado de la estructura de flujo de efectivo descrita anteriormente, la depreciación del peso frente al dólar no afecta la habilidad de PEMEX para honrar sus obligaciones en dólares y genera un beneficio en lo relativo al pago de obligaciones contraídas en pesos. Por otro lado, la apreciación del peso ante el dólar puede incrementar el costo del servicio de la deuda en términos de dólares. La pérdida cambiaria de 2015 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 14.7180 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 17.20650 por US\$ 1 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015.

La pérdida cambiaria de 2014 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 13.0765 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 14.7180 por US\$ 1 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014; lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 77.8% al 31 de diciembre de 2014, estaba denominada en divisa distinta al peso, por lo que la depreciación del peso dio como resultado la pérdida cambiaria. 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 1 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 divisa distinta al peso, por lo que la depreciación del peso dio como resultado la pérdida cambiaria.

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 una moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía.

En lo que respecta a PMI-Trading, 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- Trading 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- Trading puede implementar medidas de mitigación de riesgo, a través de la ejecución de IFD.

### iii. 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 del Grupo 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 su balance financiero.

PEMEX evalúa periódicamente la implementación de estrategias de mitigación de riesgos financieros, incluyendo aquellas que involucran el uso de IFD, considerando la factibilidad operativa y presupuestaria de las mismas.

Las ventas domésticas del Gas Licuado de Petróleo (GLP) de PGPB (ahora PTRI) 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 2015, PEMEX llevó a cabo coberturas a través de IFD tipo swap sobre el precio de importación del propano, para un porcentaje del volumen total de importación, dichas operaciones se contrataron con fechas de vencimiento entre el 31 de marzo de 2015 y el 31 de diciembre de 2015, sin embargo, la liquidación de las operaciones con vencimiento al 31 de diciembre de 2015 se realizará en enero de 2016. Es importante mencionar que estos IFD se contratan como instrumentos derivados con fines económicos de cobertura, sin embargo, para propósitos contables no califican como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

Por otro lado, como servicio adicional a la oferta del suministro de Gas Natural (GN), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) ahora Pemex Transformación Industrial (PTRI) 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 (ahora PTRI) contrata con Mex Gas Supply, S.L. IFD con la posición opuesta para mitigar el riesgo de mercado de los IFD ofrecidos a sus clientes. Finalmente Mex Gas Supply, S.L. contrata IFD con la posición opuesta a los IFD ofrecidos a PGPB (ahora PTRI) con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A través del esquema anterior, PGPB (ahora PTRI) mantiene una exposición al riesgo de mercado prácticamente nula. Estos portafolios cuentan con límites de VaR y CaR con el fin de acotar la exposición a riesgo de mercado.

PMI- Trading 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.

iv. Riesgo de precio de títulos accionarios de terceros

Al 31 de diciembre de 2015 Petróleos Mexicanos no registra participación accionaria con terceros, por lo que no existen IFD que correspondan a este concepto. En mayo de 2014, PEMEX conservaba una posición sintética larga (tenencia) sobre 67,969,767 acciones de la empresa Repsol, S. A. con el objetivo de mantener los derechos corporativos y económicos sobre esta cantidad de títulos. Lo anterior se llevaba a cabo a través de un swap de activos de retorno total, con intercambios periódicos de flujos, en donde Pemex recibía el rendimiento total de estos títulos accionarios denominados respecto a un precio de ejercicio en dólares, los dividendos y los derechos corporativos, y pagaba a la contraparte financiera de este IFD una tasa de interés flotante, así como las minusvalías que experimentarían dichos títulos. El 3 de junio de 2014 PEMEX realizó la cancelación anticipada de su IFD, lo cual representó la terminación de la participación total de Petróleos Mexicanos en Repsol, S. A.

Al 31 de diciembre de 2015, PMI HBV posee 20,724,331 acciones de Repsol, S. A., y P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. tiene una acción de Repsol, para hacer un total de 20,724,332, las cuales no tienen ningún IFD asociado.

v. Cuantificación de riesgo de mercado

Con el fin de presentar la exposición al riesgo de mercado prevaliente 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 periodo 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 2015 es de \$ (49.9) para el portafolio de Tesorería MXP, de \$ (20.0) para el portafolio de FOLAPE de \$ (36.6) 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 10 puntos 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, 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.

**Derivados de tasa y moneda**  
**Sensibilidad a Tasa de Interés + 10 pb**

Divisa	Curvas Interbancarias		Sensibilidad neto	Curva PEMEX Sensibilidad financiamiento
	Sensibilidad financiamiento	Sensibilidad derivados		
AUD	151,050	(151,050)	-	145,408
Franco suizo	4,430,119	(4,430,119)	-	3,751,395
Euro	61,681,142	(61,681,141)	1	39,099,792
Libra esterlina	3,987,637	(3,987,637)	-	3,143,530
Yen	2,703,445	(2,703,445)	-	1,794,172
Peso	70,432,386	3,621,130	74,053,516	58,288,262
UDI	21,388,896	(12,492,629)	8,896,267	16,686,825
US\$	609,336,323	76,895,099	686,231,422	260,306,570

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 2015, 2014 y 2013, 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 2015 hubiera sido mayor en \$ 922,268, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido mayor en \$ 7,297,773 y la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 4,993,915, 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 2015 hubiera sido menor en \$ 922,268, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido menor en \$ 7,297,773 y la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 4,993,915, 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 periodo 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:

Divisa	Curvas Interbancarias			VaR 95% Neto	Curva PEMEX 1% Financiamiento
	1% Financiamiento	1% Derivados	1% Neto		
AUD	(1,192,620)	1,192,620	-	-	(1,161,191)
Franco suizo	(10,262,633)	10,262,633	-	-	(8,916,585)
Euro	(103,249,036)	103,249,021	(14)	(18)	(79,281,667)
Libra esterlina	(7,554,817)	7,554,817	-	-	(6,258,034)
Yen	(9,814,169)	9,814,169	-	-	(8,167,138)
Peso	(207,497,070)	(21,162,833)	(228,659,903)	(255,774,027)	(191,060,442)
UDI	(30,093,443)	21,589,615	(8,503,828)	(9,398,832)	(26,129,535)

Cifras en USD

Como se puede observar, los IFD contratados mitigan al 100% el riesgo cambiario inherente a los financiamientos en divisas distintas al peso y al dólar.

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 2015, 2014 y 2013, 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 2015 hubiera sido mayor en \$ 105,915,340, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido mayor en \$ 70,280,300 y la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 55,137,410, 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 2015 hubiera sido menor en \$ 105,915,340, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido menor en \$ 70,280,300 y la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 55,137,410, 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 títulos accionarios de terceros 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.

#### Derivados de títulos accionarios de terceros

<u>Divisa</u>	<u>Acciones</u>	<u>Riesgo accionario</u>		<u>Riesgo cambiario</u>
		<u>Valor acciones</u>	<u>VaR EQ</u>	<u>1%</u>
Euro	20,724,332	227,808,976	(7,619,719)	355,422

Cifras en USD

#### Riesgo por precio de hidrocarburos

En ocasiones PGPB (ahora PTRI) 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 2015 el portafolio de IFD de Gas Natural de PGPB (ahora PTRI) 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 promedio asociado al riesgo de mercado sobre *commodities* de PMI-Trading al 31 de diciembre de 2015, calculado a través del VaR histórico al 99% de confianza, con dos años de historia, con un horizonte de un día, se situó en US\$ (13,550); con un nivel mínimo de US\$ (4,999) registrado el 18 de septiembre y un máximo de US\$ (21,793) registrado el 30 de julio. Al 31 de diciembre de 2014, el VaR de la cartera global se ubicaba en US\$ (12,194).

#### II. 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. PEMEX monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y estima a su vez la exposición por riesgo de crédito de los IFD. Como estrategia de mitigación de riesgo, PEMEX realiza operaciones con instituciones financieras con una calificación crediticia mínima de BBB-, la cual es emitida y revisada periódicamente por agencias calificadoras de riesgo y, adicionalmente, procura mantener un portafolio diversificado de contrapartes. Con el fin de estimar la exposición por riesgo de crédito de cada una de sus contrapartes financieras PEMEX realiza 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.

Por otro lado, PEMEX tiene contratados diversos swaps de moneda de largo plazo, utilizando como mitigadores de riesgo, cláusulas de *recouponing* (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 *recouponing* se activaron durante 2015 en nueve swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros y dólares australianos, y durante 2014, en tres swaps contratados para cubrir la exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas. 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. Adicionalmente, durante 2015 se contrató una operación en euros con esta característica.

De acuerdo con la norma NIF13 - "Medición del Valor Razonable", el valor razonable o MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorporan 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.

Para cada IFD, el CVA se obtiene a través del diferencial entre el cálculo del MTM y la estimación del MTM ajustado por riesgo de crédito. Para la determinación del riesgo de crédito el método de CVA toma en cuenta la percepción actual en el mercado sobre el riesgo crediticio de ambas contrapartes, utilizando los siguientes insumos: a) la proyección del MTM para cada fecha de pago, a partir de las curvas forward; b) la probabilidad de incumplimiento implícita en los CDSs, tanto de PEMEX como de la contraparte, en cada fecha de pago; c) y las tasas de recuperación ante default correspondientes a cada contraparte.

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+	0	6	92	107	119	3	-
A	0	130	402	632	503	143	-
A-	0	155	236	259	264	249	189
BBB+	0	296	882	997	873	943	596
BBB-	0	65	71	82	97	113	-

Cifras en millones de USD

Se considera que las coberturas a través de IFD tipo swap sobre el precio de importación del propano, contratadas durante 2015, no presentan riesgo de crédito debido a que las operaciones tenían vencimiento con fecha 31 de diciembre de 2015 y la liquidación resultante a 7 días será a favor de las contrapartes financieras.

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2015, la posición en moneda nacional de PEMEX de acuerdo con la calificación de las emisiones es la siguiente:

Calificación emisión*	Valor nominal (millones de MXP)
mxAAA	\$ 310.60

\*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 2015 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 Transformación Industrial, ha disminuido significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

Como primera restricción, los clientes de Pemex Transformación Industrial a los que se les ofrece el servicio de coberturas, deben contar con un contrato de suministro de gas natural vigente y suscribir un contrato marco de coberturas, para contratar IFD con la Empresa Productiva Subsidiaria.

Adicionalmente, el 2 de octubre de 2009 se estableció, mediante los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura de Pemex Gas y Petroquímica Básica (aplicables a Pemex Transformación Industrial), que 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 estos lineamientos, en caso de presentarse algún evento de incumplimiento de pago en las operaciones de IFD, por parte de algún cliente, éstas se liquidan inmediatamente, ejerciendo las garantías. En caso de que la garantía sea insuficiente para hacer frente al adeudo, se suspende el suministro de gas natural hasta que el adeudo restante sea pagado.

El 20 de agosto de 2014, se decretaron algunas modificaciones a los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura, las cuales le permiten a PGPB, ahora PTRI, ofrecer a los clientes con una adecuada calificación crediticia, con base en una evaluación financiera y crediticia interna, IFD exentos de garantía hasta cierto monto haciendo uso de una línea de crédito autorizada por el comité de crédito correspondiente. En este caso, si la línea de crédito mencionada es insuficiente para cubrir el riesgo de las operaciones abiertas, los clientes están obligados a presentar depósito de garantías. Asimismo, en caso de presentarse un evento de incumplimiento de pago de las operaciones de IFD por parte de algún cliente, éstas son liquidadas inmediatamente y posteriormente se suspende el suministro de gas natural hasta que el adeudo aplicable sea pagado.

Al 31 de diciembre de 2015, Pemex Transformación Industrial mantiene IFD con un valor razonable, incluyendo primas diferidas de \$ 24,566 para clientes con línea de crédito exenta de garantías y \$ 50,506 con los clientes que cuentan con línea de crédito garantizada. El importe total de las líneas de crédito exentas de garantías asciende a \$ 3,014,142 con un 1% de utilización, mientras que el importe total de líneas de crédito garantizadas asciende a \$ 95,165 con un 53% de utilización.

Al 31 de diciembre de 2015, 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 (ahora PTRI).

Al 31 de diciembre de 2015, PGPB (ahora PTRI) mantiene operaciones con IFD con 29 clientes, de los cuales 21 son clientes industriales (73%), 7 son distribuidores (24%) y uno es mixto (3%). Con los clientes industriales se tiene el 72% del volumen total (MMBtu) de IFD, con los distribuidores el 23% y con el cliente mixto el 5%.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existe saldo a favor de PGPB (ahora PTRI) por colaterales enviados a Mex Gas Supply, S.L., la filial de PGPB (ahora PTRI). 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 responder a Mex Gas Supply, S.L. 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 (ahora PTRI) a través de Mex Gas Supply S.L. A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Pemex Gas y Petroquímica Básica (ahora Pemex Transformación Industrial)

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A	2.20	2.20	1.29	-	-	-	-
A-	4.74	4.63	4.41	0.005	-	-	-
BBB+	-	-	-	-	-	-	-
BBB-	0.03	0.03	0.02	-	-	-	-

Cifras en Millones de USD

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

### III. 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, así como a otras obligaciones de pago.

Adicionalmente, PEMEX cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez: dos en pesos por \$ 3,500,000 y \$ 20,000,000 con vencimientos en junio y noviembre de 2019, respectivamente; y dos en dólares la primera por US\$ 1,250,000 con vencimiento en diciembre de 2016 y la segunda por US\$ 3,250,000 con vencimiento en enero de 2020.

Finalmente, para el diseño de estrategias de inversión de sus portafolios, PEMEX selecciona los horizontes de tiempo 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 \$ 850,000.

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 2015 y 2014.

- 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 notional 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 y propano, 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-Trading 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 vencimiento.

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

#### Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2015 <sup>(1)</sup>

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
<b>Pasivos</b>								
<b>Deuda vigente</b>								
Tasa fija (dólares)	\$ 12,829,312	\$ 11,855,937	\$ 82,984,743	\$ 52,181,092	\$ 50,502,077	\$ 528,285,394	\$ 738,638,554	\$ 693,943,114
Tasa de interés promedio (%)							5.3598%	
Tasa fija (yenes)	834,293	417,133	-	-	-	4,287,000	5,538,426	5,606,358
Tasa de interés promedio (%)							3.1698%	
Tasa fija (libras)	-	-	-	-	-	8,885,952	8,885,952	10,767,887
Tasa de interés promedio (%)							8.2500%	
Tasa fija (pesos)	7,500,000	-	-	-	10,064,778	110,946,135	128,510,914	176,496,022
Tasa de interés promedio (%)							7.5851%	
Tasa fija (UDI)	-	-	-	16,754,153	4,318,678	30,892,053	51,964,883	44,959,784
Tasa de interés promedio (%)							5.3275%	
Tasa fija (euros)	15,987,190	22,513,392	-	-	24,308,184	81,184,552	143,993,317	136,416,000
Tasa de interés promedio (%)							4.0517%	
Tasa fija (francos suizos)	-	-	-	5,200,092	10,391,550	-	15,591,642	15,342,323
Tasa de interés promedio (%)							1.8335%	
Tasa fija (dólares australianos)	-	1,879,733	-	-	-	-	1,879,733	1,998,003
Tasa de interés promedio (%)							6.1250%	
<b>Total de deuda a tasa fija</b>	<b>37,150,795</b>	<b>36,666,195</b>	<b>82,984,743</b>	<b>74,135,337</b>	<b>99,585,266</b>	<b>764,481,085</b>	<b>1,095,003,422</b>	<b>1,085,529,491</b>
Tasa variable (dólares)	98,054,813	26,444,912	21,175,683	10,682,902	42,961,127	17,834,819	217,154,256	211,799,779
Tasa variable (yen)	-	-	-	-	9,145,600	-	9,145,600	8,446,427
Tasa variable (euros)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa variable (pesos)	38,814,538	29,895,944	8,619,552	22,902,913	18,211,267	35,145,822	153,590,036	152,252,128
<b>Total de deuda a tasa variable</b>	<b>136,869,351</b>	<b>56,340,855</b>	<b>29,795,235</b>	<b>33,585,815</b>	<b>70,317,994</b>	<b>52,980,641</b>	<b>379,889,891</b>	<b>372,498,334</b>
<b>Deuda total</b>	<b>\$ 174,020,146</b>	<b>\$ 93,007,050</b>	<b>\$ 112,779,978</b>	<b>\$ 107,721,152</b>	<b>\$ 169,903,260</b>	<b>\$ 817,461,726</b>	<b>\$ 1,474,893,313</b>	<b>\$ 1,458,027,825</b>

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 2015 de \$ 17.2065 = USD\$ 1.00; \$ 0.1429 = 1.00 Yen japonés; \$ 25.49831 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.381175 = 1.00 UDI; \$ 18.80843 = 1.00 Euro; \$ 17.34876 = 1.00 Franco suizo y \$ 12.55386 = 1.00 Dólar australianos.

Fuente: PEMEX

## Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2014 <sup>(1)</sup>

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
<b>Pasivos</b>								
<b>Deuda vigente</b>								
Tasa fija (dólares)	\$ 16,728,447	\$ 9,754,046	\$ 8,932,318	\$ 66,056,363	\$ 43,283,777	\$ 399,972,649	\$ 544,727,601	\$ 597,587,661
Tasa de interés promedio (%)							5.4507%	
Tasa fija (yenes)	1,111,829	716,360	358,168	-	-	3,681,000	5,867,357	6,421,171
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	3.0135%	-
Tasa fija (libras)	-	-	-	-	-	7,986,601	7,986,601	10,870,607
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	8.2500%	-
Tasa fija (pesos)	9,500,000	7,499,440	-	-	-	98,350,797	115,350,237	121,070,263
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	7.7995%	-
Tasa fija (UDI)	-	-	-	-	16,409,158	24,523,446	40,932,604	38,334,284
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	3.6724%	-
Tasa fija (euros)	46	15,138,824	21,288,275	-	-	58,505,732	94,932,831	107,661,041
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	4.7485%	-
Tasa fija (francos suizos)	-	-	-	-	4,435,390	-	4,435,390	4,761,383
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	2.5000%	-
Tasa fija (dólares australianos)	-	-	1,801,286	-	-	-	1,801,286	1,971,766
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	6.1250%	-
<b>Total de deuda a tasa fija</b>	<b>27,340,322</b>	<b>33,108,623</b>	<b>32,380,048</b>	<b>66,056,363</b>	<b>64,128,326</b>	<b>593,020,226</b>	<b>816,033,908</b>	<b>888,678,175</b>
Tasa variable (dólares)	67,764,296	45,481,570	18,479,304	16,551,669	7,677,480	14,169,627	170,123,946	169,384,354
Tasa variable (yen)	-	-	-	-	-	7,852,800	7,852,800	8,201,784
Tasa variable (euros)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa variable (pesos)	37,089,861	15,502,367	27,858,740	4,463,415	19,050,557	31,603,172	135,568,111	138,230,313
<b>Total de deuda a tasa variable</b>	<b>104,854,156</b>	<b>60,983,937</b>	<b>46,338,044</b>	<b>21,015,084</b>	<b>26,728,037</b>	<b>53,625,599</b>	<b>313,544,857</b>	<b>315,816,451</b>
<b>Deuda total</b>	<b>\$ 132,194,479</b>	<b>\$ 94,092,560</b>	<b>\$ 78,718,092</b>	<b>\$ 87,071,447</b>	<b>\$ 90,856,363</b>	<b>\$ 646,645,825</b>	<b>\$ 1,129,578,765</b>	<b>\$ 1,204,494,626</b>

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 2014 de \$ 14.7180 = USD\$ 1.00; \$ 0.1227 = 1.00 Yen japonés; \$ 22.9483 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.270368 = 1.00 UDI; \$ 17.8103 = 1.00 Euro; \$ 14.8122 = 1.00 Franco suizo y \$ 12.0437 = 1.00 Dólar australianos.

Fuente: PEMEX

## Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2015 <sup>(1) (2)</sup>

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable <sup>(3)</sup>
<b>Instrumentos de Cobertura <sup>(2) (4)</sup></b>								
<b>IFD de tasa de interés</b>								
<b>Swaps de tasa de interés (Dólares americanos)</b>								
Variable a fija	\$ 4,069,129	\$ 4,079,836	\$ 4,090,743	\$ 4,102,179	\$ 4,113,949	16,869,943	37,325,780	(192,666)
Tasa de pago promedio	2.09%	2.40%	3.05%	3.47%	3.82%	4.25%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	2.93%	2.97%	3.00%	3.02%	3.06%	3.24%	N.A.	N.A.
<b>Swaps de tasa de interés (pesos)</b>								
Variable a fija	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa de pago promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<b>IFD de divisas</b>								
<b>Swaps de moneda</b>								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	19,725,704	28,956,612	-	-	30,263,050	83,793,246	162,738,612	(19,088,133)
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	887,184	443,581	-	-	14,736,383	4,152,816	20,219,963	(5,419,164)
Recibe libras esterlinas/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	10,951,197	10,951,197	(693,597)
Recibe UDI/ Paga pesos	-	-	-	16,105,371	3,540,220	16,236,097	35,881,688	294,255
Recibe Francos Suizos/ Paga Dólares americanos	-	-	-	5,653,336	10,042,704	-	15,696,040	(281,999)
Recibe Dólares Australianos/ Paga Dólares americanos	-	2,047,918	-	-	-	-	2,047,918	(46,526)
<b>Forward de Tipo de Cambio</b>								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	-	-	-

N.A. = no aplica.

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 2015 de \$ 17.20650 = USD\$ 1.00 y \$ 18.80843 = 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.

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2014 <sup>(1) (2)</sup>

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
<b>Instrumentos de Cobertura <sup>(2) (4)</sup></b>								
<b>IFD de tasa de interés</b>								
Swaps de tasa de interés (Dólares americanos)								
Variable a fija	\$ 1,668,708	\$ 2,045,007	\$ 2,053,963	\$ 2,063,326	\$ 2,073,034	\$ 9,359,006	\$ 19,263,046	\$ (257,303)
Tasa de pago promedio	1.28%	1.78%	2.51%	2.95%	3.11%	3.25%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	2.38%	2.39%	2.38%	2.38%	2.38%	2.39%	N.A.	N.A.
Swaps de tasa de interés (pesos)								
Variable a fija	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa de pago promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<b>IFD de divisas</b>								
Swaps de moneda								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	-	16,872,862	25,284,126	-	-	66,034,677	108,191,665	(11,254,375)
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	1,211,734	758,874	379,428	-	-	16,157,337	18,507,373	(5,064,532)
Recibe libras esterlinas/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	9,367,374	9,367,374	61,391
Recibe UDI/ Paga pesos	-	-	-	-	16,105,371	10,069,386	26,174,756	1,002,353
Recibe Francos Suizos/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	4,835,719	-	4,835,719	(306,266)
Recibe Dólares Australianos/ Paga Dólares americanos	-	-	2,017,838	-	-	-	2,017,838	(82,070)
Forward de Tipo de Cambio								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	-	-	-

N.A. = no aplica.

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 2014 de \$ 14.718= USD\$ 1.00 y \$ 17.8103 = 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 utilizando el factor apropiado y no contiene instrumentos exóticos que requieran aproximaciones numéricas para su valuación.

### **Derivados implícitos**

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 2015 y 2014 no se han reconocido efectos por derivados implícitos (por moneda o por índice).

## 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, algunos de estos IFD no cumplen con los requerimientos 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 rubro (pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto, dentro de los resultados del ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el valor razonable neto de los IFD, vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones cerradas no realizadas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$ (25,699,581) y \$ (15,897,184), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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 y de las posiciones cerradas no realizadas, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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 y propano, las curvas forward se obtienen de la plataforma de Kiindex Risk Workbench.
- 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 2015		31 de diciembre de 2014	
		Valor Nocional	Valor Razonable	Valor Nocional	Valor Razonable
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	\$ 18,819,609	\$ (245,232)	\$ 17,569,613	\$ (180,074)
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 6M + spread	16,776,338	127,586	N.A.	N.A.
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nocional en UDI.	16,105,371	(207,713)	16,105,371	(52,769)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	19,776,317	501,968	10,069,385	1,055,122
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	5,483,580	(475,356)	5,902,248	(630,769)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.	14,736,383	(4,943,807)	12,605,125	(4,433,763)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	162,738,612	(19,088,133)	108,191,665	(11,254,375)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	10,951,197	(693,597)	9,367,374	61,391
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	15,696,040	(281,999)	4,835,719	(306,266)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en AUD.	2,047,918	(46,526)	2,017,838	(82,070)
Swaps de Gas Propano	PEMEX Recibe variable	1,702,618	(276,553)	N.A.	N.A.
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	(240,934)	37,675	(182,948)	40,450
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	236,960	(32,990)	179,087	(36,852)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	269,091	5,426	170,182	1,843
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	(269,091)	(5,310)	(170,182)	(1,823)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	1,729,833	(75,019)	1,693,433	(77,229)
<b>Subtotal</b>			<u>\$ (25,699,580)</u>		<u>\$ (15,897,184)</u>

IFD	Mercado	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros	Bursátil	0.4	\$ (7,994)	(1.7)	\$ 118,140
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	11.6	\$ 550,952	(6.88)	(1,831,963)

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) El importe de los Futuros y de los Swaps de petrolíferos se presentan dentro del activo circulante como parte del rubro de Efectivo y equivalentes de efectivo por considerarse totalmente líquidos.

Tipos de cambio \$ 17.20650 y \$ 14.7180 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$18.80843 pesos por euro al 31 de diciembre de 2015 y de \$ 17.8103 pesos por euro al 31 de diciembre de 2014.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, PEMEX reconoció una utilidad (pérdida) neta de \$ (21,449,877), \$ (9,438,570) y \$ 1,310,973, respectivamente, reportada en el rubro (pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación.

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 2015 y 2014.

		Derivados en el activo	
		Valor razonable	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		31 de diciembre 2015	2014
<b>Derivados no designados como instrumentos de cobertura</b>			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ -
Forwards	Instrumentos financieros derivados	-	-
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	5,432	1,845
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	1,426,626	1,520,167
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	41,462	40,544
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	127,586	-
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
<b>Total derivados no designados como instrumentos de cobertura</b>		<b>1,601,106</b>	<b>1,562,556</b>
<b>Total activo</b>		<b>\$ 1,601,106</b>	<b>\$ 1,562,556</b>
		Derivados en el pasivo	
		Valor razonable	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2015	2014
<b>Derivados no designados como instrumentos de cobertura</b>			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ -
Forwards	Instrumentos financieros derivados	-	-
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(5,316)	(1,825)
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	(26,661,789)	(17,163,666)
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(36,777)	(36,946)
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	(276,553)	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	(320,252)	(257,303)
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
<b>Total derivados no designados como instrumentos de cobertura</b>		<b>(27,300,687)</b>	<b>(17,459,740)</b>
<b>Total pasivo</b>		<b>\$ (27,300,687)</b>	<b>\$ (17,459,740)</b>
<b>Total IFD neto</b>		<b>\$ (25,699,581)</b>	<b>\$ (15,897,184)</b>

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 2015, 2014 y 2013, 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	
		2015	2014
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	\$ -	\$ -
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(146,415)
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	1,387,177	4,696,862
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	(93,715)
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,786	4,535
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		2,402,992
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(21,358,898)	(15,815,498)
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,355	4,977
Swaps de petrolíferos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	-
Swaps de propano	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(1,136,188)	-
Swaps de tasa de interés	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(351,109)	(492,308)
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	-
<b>Total</b>		<b>\$ (21,449,877)</b>	<b>\$ (9,438,570)</b>
			<u>2013</u>
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		\$ -
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		186,857
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(129,329)
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(1,241,765)
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		3,587
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		4,726,258
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(2,166,762)
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		8,931
Swaps de petrolíferos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(89,020)
Swaps de propano	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		20
Swaps de tasa de interés	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		58,744
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(46,548)
<b>Total</b>			<b>\$ 1,310,973</b>

### 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 2015 y 2014:

	<u>Jerarquía del valor razonable</u>			<u>Total al 31 de diciembre de 2015</u>
	<u>Nivel 1</u>	<u>Nivel 2</u>	<u>Nivel 3</u>	
<b>Activos:</b>				
Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ 1,601,106	\$ -	\$ 1,601,106
Activos financieros disponibles para la venta	3,944,696	-	-	3,944,696
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	-	24,165,599	-	24,165,599
<b>Pasivos:</b>				
Instrumentos financieros derivados	-	(27,300,687)	-	(27,300,687)
				<u>2014</u>
<b>Activos:</b>				
Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ 1,562,556	\$ -	\$ 1,562,556
Activos financieros disponibles para la venta	5,414,574	-	-	5,414,574
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	-	22,014,760	-	22,014,760
<b>Pasivos:</b>				
Instrumentos financieros derivados	-	(17,459,740)	-	(17,459,740)

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 2015 y 2014, en términos nominales, se muestra en la siguiente tabla:

	<u>31 de diciembre de 2015</u>		<u>31 de diciembre de 2014</u>	
	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>
<b>Activos:</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 109,368,880	\$ 109,368,880	\$ 117,988,528	\$ 117,988,528
Cuentas por cobrar y otros	79,245,821	79,245,821	114,422,967	114,422,967
Otros activos	57,407,660	57,407,660	7,654,360	7,654,360
<b>Pasivos:</b>				
Proveedores	167,314,243	167,314,243	116,178,295	116,178,295
Cuentas y gastos acumulados por pagar	13,237,407	13,237,407	12,235,005	12,235,005
Porción circulante de la deuda a largo plazo y deuda a corto plazo	192,508,668	192,508,668	145,866,217	145,866,217
Deuda a largo plazo	1,300,873,167	1,265,519,157	997,384,286	1,072,299,323

El valor razonable de los activos y pasivos financieros presentados en la tabla anterior se muestran sólo 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, Equivalentes de efectivo y efectivo restringido, Cuentas por cobrar y otros, Activos financieros disponibles para la venta, Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas, Otros activos y Deuda se detalla en las siguientes Notas, respectivamente:

- Nota 6, Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido.
- Nota 7, Cuentas por cobrar y otros.
- Nota 10, Activos financieros disponibles para la venta.
- Nota 11, Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas.
- Nota 14, Otros activos.
- Nota 15, Deuda.

## **17. Beneficios a los empleados**

Hasta diciembre de 2015, PEMEX tenía únicamente un plan de beneficio definido para el retiro de sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuían. A partir de 2016, PEMEX tendrá además un plan de contribución definida, en el que tanto PEMEX como el trabajador realizarán aportaciones a la cuenta individual del trabajador.

Los beneficios bajo el plan de beneficio definido 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 expertos independientes y que incluyen la pensión por incapacidad y post mortem provenientes de la muerte de pensionados por incapacidad.

Para el plan de beneficio definido, PEMEX cuenta con Fideicomisos para el fondeo de los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto de operación) 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 2015 PEMEX realizó modificaciones al plan de pensiones que consistieron principalmente en: i) incremento en los requisitos de jubilación para los empleados sindicalizados con menos de 15 años de antigüedad cumplida al 31 de diciembre de 2015 y para el caso de los trabajadores de confianza con menos de 25 años de antigüedad y 55 de edad, cumplidos al 31 de diciembre de 2015; ii) creación de un régimen de cuentas individuales para aquellos trabajadores contratados a partir de enero de 2016.

Como resultado de las citadas modificaciones al plan de pensiones, se obtuvo una reducción en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD) de \$ 198,951,179.

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

	31 de diciembre	
	2015	2014
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del periodo	\$ 1,258,480,019	\$ 1,455,240,835
Pasivo por otros beneficios a largo plazo	<u>20,905,422</u>	<u>18,847,693</u>
<b>Pasivo por beneficios definidos al final del periodo reconocido en el estado consolidado de situación financiera</b>	<b><u>\$ 1,279,385,441</u></b>	<b><u>\$ 1,474,088,528</u></b>

El detalle de los beneficios se muestra a continuación:

Cambios en el pasivo neto proyectado de beneficios al retiro y post empleo

	31 de diciembre	
	2015	2014
Pasivo por beneficios definidos al inicio del periodo	\$ 1,455,240,835	\$ 1,106,039,249
Reconocimiento de las modificaciones al plan de pensiones	(198,951,179)	
Costo laboral del servicio actual	34,680,772	24,928,657
Interés neto	99,671,447	91,115,596
Pago de beneficios definidos	(4,291,090)	(4,706,804)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	(54,415,586)	264,534,833
Cambios en supuestos Demográficos	(46,507,299)	25,038,336
Por experiencia durante el ejercicio	21,875,522	(13,347,012)
En activos durante el ejercicio	366,511	(321,499)
Contribuciones al fondo	<u>(49,189,914)</u>	<u>(38,040,521)</u>
<b>Pasivo por beneficios definidos al final del año</b>	<b><u>\$ 1,258,480,019</u></b>	<b><u>\$ 1,455,240,835</u></b>

El monto de las pérdidas y (ganancias) actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo por \$ (78,680,852), generadas en el periodo 2015 y por \$ 275,904,658 en 2014, 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, a la modificación de la siguiente hipótesis financiera:

- i. El aumento en las tasas de descuento y de rendimiento de los activos del plan, fue de 6.98% a 7.41%.

Cambios en los activos del plan de pensiones

	31 de diciembre	
	2015	2014
Activos del plan de pensiones al inicio del año	\$ 2,993,244	\$ 4,318,429
Rendimiento esperado de los activos del plan	340,335	289,053
Pagos con cargo al fondo de pensiones	(46,843,824)	(39,976,258)
Contribuciones de la empresa al fondo	49,189,912	38,040,521
Ganancia / (Pérdida) actuarial de activos	<u>(450,758)</u>	<u>321,499</u>
<b>Activos del plan de pensiones al final del año</b>	<b><u>\$ 5,228,909</u></b>	<b><u>\$ 2,993,244</u></b>

Los activos del plan de pensiones están en dos fideicomisos denominados FOLAPE y FICOLAVI, administrados por BBVA BANCOMER, S. A. y tienen un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria.

La contribución esperada para el FOLAPE para el próximo período asciende a \$47,247,000.

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

	31 de diciembre	
	2015	2014
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 343,488	\$ 812,449
Activos financieros disponibles para la venta	4,061,655	1,437,384
Instrumentos de deuda	<u>823,766</u>	<u>743,411</u>
<b>Suman los activos del plan de pensiones</b>	<b><u>\$ 5,228,909</u></b>	<b><u>\$ 2,993,244</u></b>

Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)	31 de diciembre	
	2015	2014
Obligaciones por beneficios definidos al inicio del año	\$ 1,458,234,079	\$ 1,110,357,679
Costo laboral del servicio actual	34,693,923	24,928,657
Costo financiero	100,049,689	91,404,649
Costo por servicios pasados	(66,160)	(21,867)
Pagos de beneficios definidos	(51,134,915)	(44,661,195)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral	(79,116,509)	276,226,156
Modificaciones al plan	<u>(198,951,179)</u>	
<b>Obligaciones por beneficios definidos al final del año</b>	<b><u>\$ 1,263,708,928</u></b>	<b><u>\$ 1,458,234,079</u></b>

Debido a que al inicio y al final del periodo 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 -13.39% y 17.11%, respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 24.40% y -18.42%, respectivamente en las obligaciones.

La tabla base de mortalidad es la EMSSA2009 de la Circular Única de la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas (incluye mejoras a la mortalidad al 2014).

Las tablas siguientes presentan información de los activos del plan de pensiones medidos a valor razonable e indican su jerarquía, conforme a lo establecido en la NIIF 13, al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

	Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2015			Total
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos observables significativos (nivel 3)	
Activos del plan:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 343,488	\$ —	\$ —	\$ 343,488
Activos financieros:				
Disponibles para la venta	4,061,655	—	—	4,061,655
Instrumentos de deuda	<u>823,766</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>823,766</u>
<b>Total</b>	<b>\$ <u>5,228,909</u></b>	<b>\$ <u>—</u></b>	<b>\$ <u>—</u></b>	<b>\$ <u>5,228,909</u></b>

	Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2014			Total
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	
Activos del plan:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 812,449	\$ —	\$ —	\$ 812,449
Activos financieros:				
Disponibles para la venta	1,437,384	—	—	1,437,384
Instrumentos de deuda	<u>743,411</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>743,411</u>
<b>Total</b>	<b>\$ <u>2,993,244</u></b>	<b>\$ <u>—</u></b>	<b>\$ <u>—</u></b>	<b>\$ <u>2,993,244</u></b>

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

	31 de diciembre	
	2015	2014
Tasa de incremento de los salarios	5.00%	5.00%
Tasa de incremento de las pensiones	3.75%	4.50%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	7.65%
Supuesto de inflación	3.75%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	7.41%	6.98%

Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determinó considerando la curva cupón cero gubernamental generada a partir de los bonos de Tasa Fija del Gobierno Federal ("Bonos M") y de los Cetes, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes.

## Otros beneficios a largo plazo

Petróleos Mexicanos tiene establecidos otros planes de beneficios a largo plazo para sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen y que corresponden a la prima de antigüedad pagadera por invalidez, a la pensión post mortem (pagadera a la viuda del trabajador), servicio médico, gas y canasta básica por la muerte de trabajadores activos. 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.

Durante 2015 se realizaron modificaciones al plan de pensiones que consistieron principalmente en: i) incremento en los requisitos de jubilación para los empleados sindicalizados con menos de 15 años de antigüedad cumplida al 31 de diciembre de 2015 y para el caso de los trabajadores de confianza con menos de 25 años de antigüedad y 55 de edad cumplidos, al 31 de diciembre de 2015; ii) creación de un régimen de cuentas individuales para aquellos trabajadores contratados a partir de enero de 2016.

Como resultado de las citadas modificaciones al plan de pensiones, se obtuvo un incremento en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD) de largo plazo de \$ 2,913,135.

Los montos reconocidos por las obligaciones a largo plazo en los estados consolidados del resultado integral son los siguientes:

### Cambios en el pasivo neto proyectado de otros beneficios a largo plazo

	31 de diciembre	
	2015	2014
Pasivo/(Activo) por beneficios definidos al inicio del periodo	\$ 18,847,693	\$ 13,168,621
Cargo a resultados del periodo	5,818,221	2,195,031
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	(1,746,245)	4,927,046
Cambios en supuestos Demográficos	(40,831)	494,054
Por experiencia durante el ejercicio	<u>(1,973,416)</u>	<u>(1,937,059)</u>
<b>Pasivo por beneficios definidos al final del periodo</b>	<b><u>\$ 20,905,422</u></b>	<b><u>\$ 18,847,693</u></b>

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

	31 de diciembre	
	2015	2014
Tasa de incremento de los salarios	5.00%	5.00%
Supuesto de inflación	3.75%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	7.41%	6.98%

Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determinó considerando la curva cupón cero gubernamental generada a partir de los bonos de Tasa Fija del Gobierno Federal ("Bonos M") y de los Cetes, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes.

## 18. Provisión para créditos diversos

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2015	2014
Provisión gastos taponamiento de pozos (ver Nota 12)	\$ 56,894,695	\$ 52,460,749
Provisión juicios en proceso (ver Nota 24)	12,775,263	19,787,440
Provisión gastos protección ambiental (ver Nota 24)	<u>3,521,838</u>	<u>6,174,754</u>
	<u>\$ 73,191,796</u>	<u>\$ 78,422,943</u>

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 de diciembre	
	2015	2014
Saldo al inicio del año	\$ 52,460,749	\$ 46,118,080
Incremento de la provisión contra el activo fijo	5,067,782	(2,698,564)
Tasa de descuento contra resultados	(608,160)	9,169,327
Aplicación de la provisión	<u>(25,676)</u>	<u>(128,094)</u>
<b>Saldo al final del año</b>	<u>\$ 56,894,695</u>	<u>\$ 52,460,749</u>

	Juicios en proceso	
	31 de diciembre	
	2015	2014
Saldo al inicio del año	\$ 19,787,440	\$ 17,624,737
Incremento de la provisión contra resultados	2,013,242	3,374,049
Disminución de la provisión contra resultados	(2,608,494)	(1,145,623)
Aplicación de la provisión <sup>(1)</sup>	<u>(6,416,925)</u>	<u>(65,723)</u>
<b>Saldo al final del año</b>	<u>\$ 12,775,263</u>	<u>\$ 19,787,440</u>

	Gastos ambientales	
	31 de diciembre	
	2015	2014
Saldo al inicio del año	\$ 6,174,754	\$ 5,466,581
Incremento de la provisión contra resultados	1,087,867	2,618,389
Reversión de la provisión	(3,622,807)	(1,054,310)
Aplicación de la provisión	<u>(117,976)</u>	<u>(855,906)</u>
<b>Saldo al final del año</b>	<u>\$ 3,521,838</u>	<u>\$ 6,174,754</u>

<sup>(1)</sup> La aplicación de la provisión realizada en el ejercicio 2015, se refiere, principalmente, al acuerdo de transacción alcanzado entre Pemex y Conproca durante el tercer trimestre de este ejercicio.

## 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.

## 19. Revelaciones al estado de flujo de efectivo

Las siguientes partidas no representan flujo de efectivo:

	31 de diciembre		
	2015	2014	2013
<b>Actividades de inversión</b>			
Activos financieros disponibles para la venta	\$ (3,206,316)	\$ (765,412)	\$ 4,453,495
<b>Actividades de financiamiento</b>			
Efecto en el patrimonio de beneficios a empleados <sup>(i)</sup>	78,556,569	(275,962,370)	247,376,029
Costo neto del periodo del pasivo laboral <sup>(i)</sup>	(62,549,142)	121,723,328	115,339,689
Contratos de obra pública financiada	2,001,093	3,207,947	3,042,876
Efecto acumulado por conversión	13,262,101	11,379,657	2,240,643
Intereses devengados no pagados	4,816,784	3,856,736	817,261

<sup>(i)</sup> Partidas que no genera flujo de efectivo debido al reconocimiento del cálculo actuarial por beneficios a los empleados al cierre del ejercicio.

## 20. Impuestos, derechos y aprovechamientos

El 11 de agosto de 2014 y el 13 de noviembre de 2014 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH) y la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio 2015, las cuales entraron en vigor el 1º de enero de 2015.

Los principales cambios respecto del régimen fiscal anterior son la derogación de los nueve derechos DOSH, DEIME, DEFIPE, DSHFE, DESEP, DSEH, DESH, DASH y DRSEEH que se encontraban establecidos en la Ley Federal de Derechos (LFD), y la abrogación del Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP).

En 2015, el régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para efectos de las Asignaciones para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, consistió en los siguientes Derechos:

a. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC).

Este derecho se determina aplicando la tasa del 70% a la diferencia que resulte de disminuir el valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio (incluyendo el autoconsumo, mermas o quema), las deducciones permitidas por la LISH, entre las que se consideran parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos. Conforme a la LISH, este derecho irá disminuyendo anualmente y a partir del 1 de enero de 2019, se establece una tasa de 65%.

Durante 2015 Pemex Exploración y Producción causó DUC por un total de \$ 375,990,409, a cuenta del pago provisional mensual por \$ 266,136,000 y pagos provisionales mensuales por \$ 85,234,004, quedando un saldo a cargo al mes de diciembre 2015 por \$ 24,620,405.

Derivado del efecto de la no deducción del Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH) en la declaración anual del DUC a presentar el 31 de marzo de 2016, se estima un incremento en este derecho por \$ 692,296, como resultado el causado total asciende a un importe de \$ 376,682,704, cantidad que quedó provisionada en los estados financieros al 31 de diciembre de 2015.

b. Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)

Este derecho resulta de aplicar al valor del hidrocarburo extraído, la tasa que corresponda según la fórmula establecida por cada tipo de hidrocarburo y empleando los precios de hidrocarburos en dólares por unidad.

Durante 2016 Pemex Exploración y Producción realizó pagos netos de este derecho por un total de \$ 48,857,639, generando saldos a favor por un importe de \$ 152,317,046, los cuales al 31 de diciembre de 2015 están pendientes de compensar.

c. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)

Pemex Exploración y Producción tiene la obligación de hacer pagos mensuales al Gobierno Federal de 1,150 pesos por Km<sup>2</sup> de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 2,750 pesos por Km<sup>2</sup> por cada mes adicional que el área no esté produciendo. Estas cantidades serán actualizadas anualmente de conformidad con el INPC.

Pemex Exploración y Producción como asignatario está obligado al pago mensual de este derecho, el cual se calculará aplicando una cuota por kilómetro cuadrado que comprenda la asignación en la fase de producción y en la fase de extracción.

Durante la fase de exploración la cuota será de 1,500 pesos y durante la fase de extracción de 6,000 pesos por cada kilómetro cuadrado.

Las cuotas del derecho de exploración de hidrocarburos se actualizarán cada año en el mes de enero, de acuerdo a la variación en el Índice Nacional de Precios al Consumidor en el año inmediato anterior.

Durante 2015 Pemex Exploración y Producción realizó pagos de este derecho por un total de \$ 988,992.

En 2014, el régimen fiscal aplicable a PEP estaba determinado en la Ley Federal de Derechos (LFD), el cual consistía en los siguientes Derechos:

a. Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH)

La tasa aplicable en 2014 fue del 71.5%. La base para el cálculo de este derecho era el valor anual del petróleo 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 2014, PEP causó DOSH por un total de \$ 643,383,550, quedando un saldo a favor por \$ 11,356,201.

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

PEP tenía la obligación del pago anual de este derecho, cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de petróleo exportado exceda los US\$ 22. La tasa aplicable era del 1% al 10%, dependiendo del precio promedio, cuyo tope será de US\$ 31 precio a partir del cual se pagaría la tasa del 10%. La recaudación anual generada estaba destinada al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.

c. Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo (DESEP)

Este derecho se calculaba aplicando la tasa de 13.1% sobre el valor que resultó de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo mexicano y el precio considerado en la estimación de los ingresos de la Federación del ejercicio (US\$ 85 en 2014), precio considerado en la Ley de Ingresos de la Federación, por el volumen total de exportación acumulado de petróleo mexicano. El DESEP efectivamente pagado era acreditable contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización. Los ingresos provenientes de este derecho estaban destinados 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 2014 fue del 0.65% sobre el valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el año. El importe pagado se distribuyó en 4 fondos en diferentes proporciones conforme a la LFD:

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

e. Derecho para la fiscalización petrolera (DEFIPE)

La tasa aplicable para el ejercicio 2014 fue del 0.003% sobre el valor anual del petróleo y gas natural extraído en el año. La recaudación se destinó a la Auditoría Superior de la Federación.

f. Derecho sobre extracción de hidrocarburos (DSEH)

Para 2014 este derecho se causó aplicando una tasa fija del 15% al valor anual del petróleo y gas natural extraído 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.
- iii. Los campos en aguas profundas.

Durante 2014 no hubo extracción de crudo y gas natural de campos en aguas profundas.

- iv. Para 2014, la SHCP autorizó 2 campos marginales más el inventario, dando un total acumulado de 103 campos.

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

- g. Derecho especial sobre hidrocarburos (DESH)

Para 2014 este derecho se causó aplicando una tasa del 30% a la diferencia que resultó entre el valor anual del petróleo 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 era mayor a 240 millones de barriles de petróleo equivalente, se aplicaba 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 podía ser superior al 60% del valor del petróleo y gas natural extraídos en el año del campo de que se trate, ni a US\$ 32.50. Dicho monto se actualizaba 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 2014 el monto actualizado fue de US\$ 36.86.

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 2014 PEP estaba obligado al pago anual cuando el valor promedio acumulado anual del petróleo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate sea mayor a US\$ 60. Este último monto se actualizaba cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los E.U.A. Al 31 de diciembre de 2014 el monto actualizado fue de US\$ 68.04.

Este derecho se calculaba aplicando una tasa de 52% al resultado que se obtenía de realizar el procedimiento que se muestra a continuación:

- i. Se calculaba la diferencia entre el valor promedio acumulado anual del petróleo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate y US\$ 60.
- ii. El resultado que se obtuvo conforme a la fracción anterior se multiplicaba por el volumen de petróleo 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 2014 fue del 0.03% sobre el valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el año. El valor de estos productos se calculaba de acuerdo con lo establecido para el régimen general (DOSHS). La recaudación se destinó a cubrir el presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Durante 2015 se crearon las empresas productivas subsidiarias las cuales son sujetas a la ley del ISR e IVA vigentes.

A continuación se muestran los impuestos indirectos:

a. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

El IEPS es un impuesto indirecto sobre las ventas internas de gasolinas y diésel que PR recaudaba hasta el 31 de octubre de 2015 en representación del Gobierno Federal, posteriormente la EPS Pemex Transformación Industrial es la que actualmente recauda este impuesto. El IEPS sobre la venta de gasolinas y diésel es equivalente a la diferencia entre el precio de referencia internacional de cada producto (ajustado por costos de flete, manejo y factor de calidad) y el precio de menudeo del producto a sus clientes (sin incluir el IVA, el margen comercial y los costos de flete). De este modo, el Gobierno Federal se asegura de que PEMEX conserve una cantidad que refleje los precios internacionales - ajustada como ya se describió - de estos productos, mientras el Gobierno Federal recauda la diferencia entre los precios internacionales y los precios a los cuales estos productos se venden en México.

Como resultado de las reglas para determinar este impuesto, del total de las tasas calculadas, algunas resultaron negativas. La Ley de Ingresos de la Federación para los ejercicios 2006 a 2014 establece que los montos que resulten de las tasas del IEPS negativo pueden acreditarse contra el IEPS a cargo, y si hubiera remanente, se podrá acreditar contra el IVA y, si existe todavía excedente, contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos.

Al 31 de diciembre de 2015 Pemex continúa sujeto al IEPS. Sin embargo, la Ley de Ingresos de la Federación aplicable para el ejercicio fiscal que comenzó el 1 de enero de 2015 provee que los montos negativos de IEPS sólo podrán ser acreditados contra la obligación de pago del mismo IEPS.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, el efecto de la tasa negativa del IEPS reconocido como otro ingreso fue de \$ 2,519,126, \$ 43,108,707 y \$ 94,466,039, respectivamente.

b. Impuesto al Valor Agregado ("IVA")

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

A continuación se muestran los impuestos a la utilidad:

c. Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)

El IRP aplicable hasta 2014 a Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, excepto PEP, se calculaba aplicando la tasa del 30% sobre el excedente de la totalidad de ingresos menos las deducciones autorizadas. Petróleos Mexicanos consideraba como gravable o deducible ciertos efectos de la inflación, tales como la depreciación calculada sobre valores en pesos constantes, deduce el efecto de la inflación sobre ciertos pasivos y activos monetarios a través del ajuste anual por la inflación.

La provisión de los impuestos a la utilidad se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2014	2013
IRP causado	\$ 5,086,841	\$ 4,705,201
IRP diferido (1)	<u>(23,822,142)</u>	<u>(917,658)</u>
<b>Total de IRP</b>	<b>\$ <u>(18,735,301)</u></b>	<b>\$ <u>3,787,543</u></b>

(1) Al 31 de diciembre de 2014, PEMEX canceló el IRP diferido por \$ 23,822,142, como consecuencia de la abrogación de este impuesto en 2015. Debido a que a partir del 1 de enero de 2015 Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios son sujetos al ISR, se reconoció ISR diferido por \$ 124,002. Este importe es presentado dentro del rubro de Impuestos a la Utilidad en el Estado Consolidado de Resultados Integral.

Hasta el 31 de diciembre de 2014 se causó el IRP, debido a la abrogación de este impuesto a partir del 1 de enero de 2015, por lo cual PEMEX canceló el IRP diferido y reconoció ISR diferido.

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:

	<u>31 de diciembre</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Gasto "esperado"	\$ (5,065,075)	\$ 54,674,666
Incremento (reducción) resultante de:		
Efecto fiscal de la inflación, neto	4,182,641	2,736,501
Cancelación de impuesto diferido	(23,822,142)	-
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	1,116,630	(1,360,929)
Participación en inversiones	(3,129,801)	(52,276,542)
Gastos no deducibles	5,367,726	130,377
Otros, neto	<u>2,614,720</u>	<u>(116,530)</u>
<b>Gasto por impuestos al rendimiento</b>	<b><u>\$ (18,735,301)</u></b>	<b><u>\$ 3,787,543</u></b>

d. Impuesto sobre la Renta (ISR)

Al 31 de diciembre de 2014, Petróleos Mexicanos no estaba sujeto a la Ley del Impuesto Sobre la Renta (LISR). Petróleos Mexicanos es sujeto de la LISR a partir del ejercicio 2015, por la derogación del Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP). Las Compañías Subsidiarias siguen sujetas al Impuesto Sobre la Renta.

A partir del 1 de enero de 2015 Petróleos Mexicanos, y las empresas productivas subsidiarias son sujetos de la Ley del ISR, así como algunas compañías subsidiarias.

Durante 2015 Pemex Exploración y Producción, efectuó pagos a cuenta del ISR del ejercicio, por los ingresos por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos establecidos en la LIF, que ascendieron a \$ 5,232,000, los cuales se acreditarán contra el ISR del ejercicio fiscal de 2015.

El ISR se calcula aplicando la tasa del 30% al resultado fiscal, obtenido en el ejercicio. El resultado fiscal se determina como sigue: Se obtendrá la utilidad fiscal disminuyendo de la totalidad de los ingresos acumulables obtenidos en el ejercicio, las deducciones autorizadas en el Título II. A la utilidad fiscal del ejercicio se le disminuirán en su caso, las pérdidas fiscales pendientes de aplicar de ejercicios anteriores.

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 2015, 2014 y 2013, dichas compañías generaron ISR como se muestra a continuación:

	<u>31 de diciembre</u>		
	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
ISR causado	\$ 7,426,892	\$ 4,673,476	\$ 4,641,531
ISR diferido	<u>(53,014,159)</u>	<u>(775,506)</u>	<u>(889,301)</u>
<b>Total ISR <sup>(1)</sup></b>	<b><u>\$ (45,587,267)</u></b>	<b><u>\$ 3,897,970</u></b>	<b><u>\$ 3,752,230</u></b>

<sup>(1)</sup> Debido a la abrogación del IRP, este importe es presentado dentro del rubro e impuestos a la utilidad en el estado consolidado del resultado integral.

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

	31 de diciembre	
	2015	2014
ISR diferido activo:		
Provisiones	\$ 25,414,822	\$ 17,240,794
Pasivo laboral	247,834,882	125,443,124
Anticipo de clientes	1,015,357	895,316
Pasivos acumulados	1,514	3,752,712
Cuentas incobrables	104,346	215,618
Instrumentos financieros derivados	22,506	-
Pozos, ductos, inmuebles y equipo	446,970,333	-
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar <sup>(1)</sup>	<u>14,894,231</u>	<u>2,043,202</u>
ISR diferido activo	736,257,991	149,590,766
Reserva de valuación <sup>(2)</sup>	<u>(681,357,607)</u>	<u>(145,448,148)</u>
ISR diferido activo, neto	<u>54,900,384</u>	<u>4,142,618</u>
ISR diferido (pasivo):		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo <sup>(3)</sup>	(1,909,529)	(2,233,275)
Otros	<u>(274,305)</u>	<u>(2,082,667)</u>
ISR diferido (pasivo)	<u>(2,183,834)</u>	<u>(4,315,942)</u>
<b>Activo (pasivo) a largo plazo, neto</b>	<u>\$ 52,716,550</u>	<u>\$ (173,324)</u>

<sup>(1)</sup> Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen un vencimiento hasta el año 2025.

<sup>(2)</sup> Debido a que se estima que no se generen utilidades fiscales en ejercicios futuros, se reconoció una reserva de valuación de ISR diferido activo.

<sup>(3)</sup> Para determinar el valor fiscal de los activos fijos de Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias, se consideró su valor en libros al 31 de diciembre de 2014, con fundamento en lo mencionado en el artículo noveno transitorio del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos emitido en el Diario Oficial de la Federación el día 31 de octubre de 2014, por lo que no existe diferencia temporal para el cálculo del ISR diferido.

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 de diciembre		
	2015	2014	2013
Gasto "esperado"	\$ (3,089,241)	\$ 272,457	\$ 4,445,349
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	(1,618,327)	4,020,358	(106,974)
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	(107,231)	1,116,630	(34,860)
Gastos no deducibles	(1,921,515)	2,437,778	72,841
Otros, neto <sup>(1)</sup>	<u>(38,850,953)</u>	<u>(3,949,253)</u>	<u>(624,126)</u>
<b>Gasto por impuesto sobre la renta</b>	<u>\$ (45,587,267)</u>	<u>\$ 3,897,970</u>	<u>\$ 3,752,230</u>

<sup>(1)</sup> El efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales de PMI CIM se encuentra presentado en (pérdida) rendimiento integral por un monto de \$ (124,285) \$ (51,720) y \$ 159,518 en 2015, 2014 y 2013, respectivamente.

e. Derecho de Utilidad Compartida (DUC)

Los principales conceptos que originan el saldo del activo por DUC diferido son:

	<u>2015</u>
DUC diferido activo:	
Provisiones	\$ <u>34,632,301</u>
Total de DUC diferido activo	<u>34,632,301</u>
DUC diferido pasivo:	
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	<u>(29,231,976)</u>
Total de DUC diferido pasivo	<u>(29,231,976)</u>
Activo diferido neto	5,400,325
Reserva de activo diferido <sup>(1)</sup>	<u>(5,400,325)</u>
Activo a largo plazo, neto	<u>\$ -</u>

<sup>(1)</sup> Debido a que se estima que no se materialicen dichas deducciones en ejercicios futuros, se reconoció una reserva de valuación.

El déficit antes de impuestos y derechos por operaciones continuas antes del DUC, fue diferente del que resultaría de aplicar la tasa del 65% a la base fiscal, como resultado de las partidas que se mencionan a continuación:

	<u>2015</u>
Gasto esperado:	\$ 200,925,491
(Incremento) reducción resultante de:	
Ingresos no acumulables	483,449,494
Gastos no deducibles	(684,374,984)
Valor de la producción	483,916,169
Derechos deducibles	(34,200,348)
Límite de deducciones	<u>(73,033,117)</u>
Gasto por derecho a la utilidad compartida	<u>\$ 376,682,705</u>

**Régimen fiscal aplicable a contratos**

La LISH establece, entre otros, los términos fiscales que serán aplicables a los contratos de exploración y extracción (licencia, utilidad compartida, producción compartida y servicios) que consideran los siguientes impuestos, derechos y otros pagos al Gobierno Federal.

- Cuota Contractual para la Fase Exploratoria. Durante la fase exploratoria del área que tenga un contrato de exploración y extracción, se prevé una cuota mensual a favor del Gobierno Federal de \$ 1,150 por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a \$ 2,750 por kilómetro cuadrado por cada mes que el área no esté produciendo. Al 31 de diciembre de 2015 no se causó esta cuota.

- Regalías. El monto de las Regalías se determinará con base en el valor contractual para cada tipo de hidrocarburo, que a su vez se basa en diversos factores como el tipo de hidrocarburo, el volumen de producción y su precio de mercado. Las regalías son pagaderas en los contratos de licencia así como en los contratos de producción compartida y de utilidad compartida. Al 31 de diciembre de 2015 no se causaron regalías.
- Pago del Valor Contractual. En los contratos de licencia se debe efectuar un pago calculado como un porcentaje del "valor contractual" de los hidrocarburos producidos, conforme lo determine la SHCP en cada caso. Al 31 de diciembre de 2015 no se causó este pago.
- Porcentaje a la Utilidad Operativa. Los contratos de producción compartida y de utilidad compartida establecerán el pago equivalente a un porcentaje específico de las utilidades operativas. En el caso de los contratos de producción compartida, dicho pago será efectuado en especie, mediante la entrega de los hidrocarburos producidos. En el caso de los contratos de utilidad compartida, dicho pago deberá efectuarse en efectivo. Al 31 de diciembre de 2015 no se causó este pago.
- Bono a la firma. A la firma de un contrato de licencia, el contratista deberá pagar al Gobierno Federal una cantidad establecida por la SHCP en los términos y condiciones de la licitación correspondiente o en los contratos que sean resultado de una migración. Al 31 de diciembre de 2015 no se causó este pago.
- Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Los contratos de exploración y extracción, así como las asignaciones otorgadas por el Gobierno Federal incluirán un impuesto específico sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. Un impuesto mensual de \$ 1,500 por cada kilómetro cuadrado que se pagará durante la fase de exploración hasta que la fase de extracción inicie. Durante la fase de extracción, un impuesto mensual de \$ 6,000 que se pagará hasta que el contrato de exploración y extracción o la asignación terminen. Durante 2015 se realizaron pagos por este impuesto por un total de \$ 4,083,132.

## 21. Patrimonio (déficit)

### a. Certificados de aportación "A"

El 26 de diciembre de 2014 y el 24 de diciembre de 2013, el Gobierno Federal realizó una contribución al patrimonio de Petróleos Mexicanos por \$ 20,000,000 y \$ 65,000,000, en forma de Certificados de Aportación "A", respectivamente, siendo esta última una medida de control presupuestario.

Mediante los oficios No. 307-A.-0061 y 312.A.-000123 emitidos por la SHCP a través de la Unidad de Política y Control Presupuestario y la Dirección General de Programación y Presupuesto "B", de fechas 15 de enero de 2015 y 16 de enero de 2015 respectivamente, se comunica que el Ejecutivo Federal determinó realizar una Aportación Patrimonial a Petróleos Mexicanos por un monto de \$ 10,000,000 con la finalidad de contribuir a mantener la salud financiera del sector público y como una medida de control presupuestario.

El 24 de diciembre de 2015, la SHCP publicó en el Diario Oficial de la Federación las "Disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias". Estas disposiciones establecen los términos, condiciones y mecanismos de financiamiento y pago mediante los cuales la SHCP asumirá parte de los pagos relacionados con los planes de pensiones y retiro. Un experto independiente revisará el cálculo, la metodología usada y toda la información proporcionada para tales efectos por PEMEX. (Ver Nota 14)

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:

	<u>Importe</u>
Certificados de Aportación "A" Incremento por actualización, hasta diciembre de 2007	\$ 10,222,463 <u>39,382,372</u>
Certificados de Contribución "A" al 31 de diciembre de 2012	49,604,835
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2013	<u>65,000,000</u>
Certificados de Contribución "A" al 31 de diciembre de 2013 Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2014	114,604,835 <u>20,000,000</u>
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2014 Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2015	134,604,835 <u>60,000,000</u>
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2015	<u>\$ 194,604,835</u>

b. Aportaciones del Gobierno Federal

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 el 27 de enero de 2014.

El 12 de septiembre de 2014 se pagó a la Tesorería de la Federación \$ 3,583,100 por disminución del patrimonio del FEIPEMEX.

El 23 de diciembre de 2014, el Gobierno Federal comunica que se ha fijado un aprovechamiento para la Nación con cargo a las Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos por un monto de \$ 70,000,000 disminuyendo su patrimonio. El 19 de diciembre de 2014 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, tomó conocimiento de la instrucción de enterar a la Nación el aprovechamiento en comento. Esta disposición se reconoció como una disminución en el renglón Aportaciones del Gobierno Federal en el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit).

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.

d. Déficit acumulado de ejercicios anteriores

PEMEX ha incurrido en pérdidas de operación en los últimos años. Aún y cuando, la Ley de Concursos Mercantiles no le es aplicable a Petróleos Mexicanos ni a las entidades subsidiarias y 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 (ver Nota 2-c), y una de las acciones más importantes ha sido la emisión del decreto del 20 de diciembre de 2013, por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía (Reforma Energética) (ver Nota 1), la cual permitirá darle a PEMEX una mayor autonomía para la toma de decisiones y la viabilidad en su operación.

#### e. Participación no controladora

El 1 de julio de 2005, PEMEX celebró un contrato de opción de compra que no fue ejercido con el BNP Private Bank & Trust Cayman Ltd., y que se dio por terminado el 20 de julio de 2015 y se firmó un nuevo contrato de opción de compra con SML Trustees Limited para adquirir el 100% de las acciones de PEMEX Finance Ltd., lo cual le permite a PEMEX tener el control sobre Pemex Finance Ltd., por sus derechos potenciales de voto. 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 (déficit), neto y el estado consolidado del resultado integral incluyen la información de Pemex Finance Ltd, considerando para su presentación como participación no controladora, debido al hecho de que PEMEX no posee en la actualidad ninguna de las acciones de PEMEX Finance, Ltd.

Del mismo modo, debido a que PEMEX no posee el total de las acciones de P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. e Hijos de J. Barreras, S. A, respectivamente, el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit), neto y el estado consolidado del resultado integral presentan la participación no controladora de éstas.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la participación no controladora en el patrimonio (déficit) fue de \$ 253,278 y \$ 344,818, respectivamente.

#### 22. Otros (gastos) ingresos, neto

Los otros (gastos) ingresos, neto se integran por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 como se muestra a continuación:

	31 de diciembre		
	2015	2014	2013
Otros ingresos por servicios	\$ 3,953,888	1,607,273	946,239
Provisiones	3,657,465	969,850	792,780
Otros	3,335,489	4,364,756	6,034,101
Efecto de la tasa negativa del IEPS (ver Nota 20)	2,519,126	43,108,707	\$ 94,466,039
Recuperación siniestros	1,975,281	780,509	411,020
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.	1,262,458	3,031,159	2,159,847
Adhesión y mantenimiento de franquicias	1,148,527	1,055,753	999,491
Total de otros ingresos	17,852,235	54,918,007	105,809,517
Siniestros	(12,527,548)	(5,885,828)	(2,039,355)
Costo de activos dados de baja	(3,364,063)	(1,778,641)	(5,826,680)
Otros costos por servicios prestados	(3,237,984)	(2,281,174)	(2,205,067)
Otros gastos	(922,272)	(3,054,848)	(4,871,521)
Otras provisiones	(173,634)	(4,365,119)	(731,209)
Total de otros gastos	(20,225,501)	(17,365,610)	(15,673,832)
Otros (gastos) ingresos, neto	\$ (2,373,266)	\$ 37,552,397	\$ 90,135,685

#### 23. Partes relacionadas

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) préstamos financieros entre partes relacionadas. Las operaciones entre entidades del grupo se llevaron a cabo en condiciones y precios de mercado.

Petróleos Mexicanos, sus consejeros así como sus trabajadores están sujetos a diversa normatividad que regula los conflictos de interés entre las que destacan la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, esta última establece que todos los servidores públicos 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 1 de diciembre de 2012, en el capital social de las siguientes sociedades, mismas que tienen celebrados contratos de franquicias con Pemex Transformación Industrial para la compraventa de gasolina y otros productos, así como para la prestación de otros servicios relacionados.

Entidad	Participantes	Participación
Servicio Cozumel, S. A. de C. V. (la cual opera una estación de servicio).	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	60%
	CC. Pedro Oscar Joaquín Delbouis (hijo de Lic. Pedro Joaquín Coldwell)	20%
	CC. Nassim Joaquín Delbouis (hijo de Lic. Pedro Joaquín Coldwell)	20%
Planta de Combustible Cozumel, S. A. de C. V. (distribuidor).	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	40%
	CC. Fausto Nassim Joaquín Ibarra (padre de Lic. Pedro Joaquín Coldwell)	60%
Gasolinera y Servicios Juárez, S. A. de C. V. (la cual opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	40%
	CC. Fausto Nassim Joaquín Ibarra	40%
	Mr. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín (sobrino de Lic. Pedro Joaquín Coldwell)	20%
Combustibles Caleta, S. A. de C. V. (la cual opera una estación de servicio).	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	20%
	CC. Pedro Oscar Joaquín Delbouis	20%
	CC. Nassim Joaquín Delbouis	20%
	CC. Fausto Nassim Joaquín Ibarra	20%
	CC. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín	20%
Combustibles San Miguel, S. A. de C. V. (la cual opera una estación de servicio).	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	25%
	CC. Pedro Oscar Joaquín Delbouis	25%
	CC. Nassim Joaquín Delbouis	25%
	CC. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín	25%

Las franquicias citadas están documentadas mediante los contratos respectivos que contienen los mismos términos y condiciones generales que Pemex Transformación Industrial 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 2015, 2014 y 2013, ascendió aproximadamente a \$ 242,056, \$ 173,903 y \$ 174,800 respectivamente. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la Nota 16. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros independientes, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2015, 2014 y 2013 se efectuaron pagos por \$ 17,899 \$ 12,599 y \$ 13,600, respectivamente a los consejeros independientes 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 periodo 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 2015 y 2014, fue de \$ 24,606 y \$ 21,724, respectivamente. Al 29 de febrero de 2016, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$ 23,176.

## 24. Compromisos

- a. PMI CIM tiene celebrados diversos contratos para la venta de petróleo 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. Se tiene un contrato con un proveedor para el 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 Zaap, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a \$ 8,920,228 y \$ 9,381,047, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, Pemex Exploración y Producción 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 por los ejercicios siguientes son como sigue:

<u>Año</u>	<u>Pagos</u>
2016	\$ 1,075,544
2017	740,155
2018	740,482
2019	740,774
2020	743,097
Más de 5 años	<u>4,880,176</u>
<b>Total</b>	<b><u>\$ 8,920,228</u></b>

- c. PEP aplicó la terminación anticipada en el mes de febrero de 2015 del contrato de suministro de nitrógeno para el mantenimiento de presión al campo Jujo Tecominoacán en la Región Sur. El contrato vencía en el año 2017 y al 31 de diciembre de 2014 tenía un valor estimado de \$ 536,727, por lo que de acuerdo con los términos que se establecen en el contrato únicamente se pagaron los servicios recibidos y los gastos no recuperables.
- 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 2015 y 2014 es como sigue:

<u>Vencimientos</u>	<u>Pagos</u>	
	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Menos de 1 año	\$ 3,484,630	\$ 7,570,765
1 a 3 años	1,191,247	2,588,114
4 a 5 años	1,168,858	2,539,472
Más de 5 años	<u>1,966,882</u>	<u>4,273,269</u>
<b>Total</b>	<u>\$ 7,811,617</u>	<u>\$ 16,971,620</u>

- e. Durante 2015 y 2014, Pemex Exploración y Producción 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 2015 PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 12,908,720 y en la región sur por \$ 1,359,802. Durante 2014, PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 8,988,146 y en la región sur por \$ 1,926,849.
- f. El valor estimado de los contratos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es como sigue:

<u>Vencimientos</u>	<u>Pagos</u>	
	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Menos de 1 año	\$ 388,763,825	\$ 260,655,822
1 a 3 años	297,286,849	243,044,188
4 a 5 años	127,909,917	74,743,512
Más de 5 años	<u>177,726,855</u>	<u>92,426,015</u>
<b>Total</b>	<u>\$ 991,687,446</u>	<u>\$ 670,869,537</u>

## 25. Contingencias

En el curso normal de sus operaciones, PEMEX está involucrado en diversos procedimientos 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 las provisiones que se mencionan 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 2015 y 2014, la provisión para gastos a incurrir para corregir este tipo de irregularidades asciende a \$ 3,521,838 y \$ 6,174,754, 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 procedimientos de arbitraje, cuya resolución final se desconoce a la fecha de estos estados financieros. Al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$ 12,775,263 y \$ 19,787,440, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales:

- En diciembre de 2004, Corporación Mexicana de Mantenimiento Integral, S. de R. L. de C. V. ("COMMISA") demandó a PEP ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (arbitraje 13613/CCO/JRF) por presuntos incumplimientos derivados de un contrato de obra de dos plataformas en Cantarell (Proyecto IPC-01). El 16 de diciembre de 2009 se emitió laudo, en el que se condena a PEP a pagar a COMMISA EUA\$ 293,646 y \$ 34,459 más intereses. COMMISA solicitó el reconocimiento y ejecución del laudo ante la Corte del Distrito Sur de Nueva York en Estados Unidos de América ("SDCNY"). Por su parte PEP solicitó la nulidad del laudo ante los Tribunales Mexicanos, el cual fue declarado nulo. El 25 de septiembre de 2013, el Juez de Nueva York emitió la orden y sentencia final, mediante la cual se confirma el laudo arbitral, por lo que PEP está obligado a pagar a COMMISA EUA\$ 465,060, mismo que incluye la fianza por EUA\$106,828, ejecutada por PEP, cada parte cubrirá el Impuesto al Valor Agregado ("IVA") respectivo y el interés se generará conforme a lo que establezca la legislación estadounidense. 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. El 28 de enero de 2014 se presentó escrito de apelación ante la Corte de Apelaciones de los Estados Unidos de América, en el cual se manifestaron, entre otros argumentos, el hecho de que fue declarada la nulidad del laudo arbitral por autoridades judiciales federales en México. El 20 de noviembre de 2014, se llevó a cabo audiencia oral ante la Corte de Segunda Instancia en Nueva York, centrándose el argumento sobre si los tribunales de los Estados Unidos de América están obligados a tener deferencia respecto a la decisión tomada por los tribunales mexicanos de anular el laudo. Con fecha 6 de febrero de 2015, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos de América, se pronunció a través de un Amicus Curiae, presentado ante el Tribunal de Apelaciones de Nueva York, con el objeto de dar su opinión y emitir recomendaciones respecto del presente arbitraje, mismas que resultaron en sentido favorable a PEP. Se está en espera de que sea resuelto el recurso.

Por otra parte, el 22 de enero de 2013, COMMISA solicitó en Luxemburgo la confirmación de ejecución del 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. El 15 de noviembre de 2013 PEP presentó escrito ante la Suprema Corte de Justicia de Luxemburgo, mientras que COMMISA lo hizo el 15 de enero de 2014. El 25 de marzo de 2014 PEP presentó sus alegatos. El 19 de enero de 2015, COMMISA presentó un escrito ante la Corte de Apelaciones de Luxemburgo en referencia al procedimiento de ejecución, solicitando a la Corte de Luxemburgo que reconozca el laudo arbitral y no tome en cuenta la anulación del mismo en los tribunales mexicanos. El próximo argumento oral de este procedimiento ha sido programado para el 2 de mayo de 2016.

- 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 ("DOSH"). Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, notificada el 22 del mismo mes y año, el SAT determinó un crédito fiscal a cargo de PEP por la supuesta omisión en el enterero de IVA y DOSH, actualización, recargos y multa, por la cantidad de \$ 4,575,208. 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. La Primera Sección de la Sala Superior ordena la devolución de los autos a la Tercera Sala Regional Metropolitana para que, una vez subsanada la violación detectada en el procedimiento, se remita de nueva cuenta el expediente a dicha sección para la emisión de la sentencia que corresponda. La Sala Regional Metropolitana acusa recibo del expediente remitido por la Sala Superior y una vez repuesto el procedimiento, remitió los autos a la Primera Sección de la Sala Superior. El 31 de marzo de 2016 este asunto fue sesionado, en espera del engrose definitivo y de la notificación formal correspondiente.
- El 19 de septiembre de 2014, se notificó a Petróleos Mexicanos la determinante de crédito contenida en el oficio 900-07-2014-52233, de fecha 8 de septiembre de 2014, en el cual el SAT finca un crédito fiscal por un monto de \$ 3,581,878 por supuestas omisiones en el pago del Impuesto Sobre la Renta, multas, recargos y actualización, sustentado en que Petróleos Mexicanos retuvo y enteró el impuesto aplicable a los intereses pagados a residentes en el extranjero a una tasa del 4.9%, en lugar de aplicar una tasa del 28%. Petróleos Mexicanos promovió recurso de revocación que fue resuelto para efectos de que el SAT emita una nueva resolución. En cumplimiento a ello, el SAT emitió una nueva resolución a través de la cual determina un crédito fiscal por un monto \$ 23,261. Petróleos Mexicanos interpuso juicio contencioso administrativo el cual fue admitido el 8 de marzo de 2016, concediendo la suspensión solicitada y otorgando término a la autoridad para dar contestación a la demandada.
- El 11 de junio de 2015 se notifica el acuerdo del 1º de junio del mismo año, dictado por la Segunda Sala Regional del Noreste con número de expediente 2383/15-06-02-4, por el cual se emplaza a PR al juicio contencioso administrativo promovido por los C. Severo Granados Mendoza, Luciano Machorro Olvera e Hilario Martínez Cerda, en su carácter de Presidente, Secretario y Tesorero del Comisariado Ejidal del Ejido Tepehuaje, en el cual demandan la supuesta resolución en negativa ficta recaída a su escrito de reclamación patrimonial del Estado, por el que reclamaron de PR el pago de daños y perjuicios sufridos en huertos de naranja, aparentemente provocados por derrame de hidrocarburo en sus terrenos, por un importe total de \$ 2,094,232. Se contestó la demanda y, entre otras excepciones, se interpuso la de incompetencia del Tribunal, al dar trámite se ordenó el envío a la Sala Especializada en materia ambiental en el Distrito Federal. Mediante proveído de fecha 4 de noviembre de 2015, dictado por la Sala Especializada en Materia Ambiental, en el expediente 3668/15-EAR-01-11, ésta declina la competencia para conocer del asunto y los remite a la Sala Superior para que se resuelva la competencia. El juicio se radicó en la Primera Sección de la Sala Superior, actualmente en estudio.

- 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 correspondientes al 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 \$ 1,553,372 con corte al mes de agosto de 2010. 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 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. Dicha Sala Superior ordena la devolución de los autos a la Tercera Sala Regional Metropolitana para que, una vez subsanada la violación detectada en el procedimiento, se remita de nueva cuenta el expediente a dicha sección para la emisión de la sentencia que corresponda. La Sala Regional Metropolitana acusa recibo del expediente remitido por la Sala Superior y una vez repuesto el procedimiento, remitió los autos a la Primera Sección de la Sala Superior. Con fecha 31 de marzo de 2016 este asunto fue sesionado, en espera del engrose definitivo y de la notificación formal correspondiente.
- 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. Se dictó sentencia absolviendo de todas las prestaciones reclamadas a PGPB en primera y segunda instancia. Tanto la actora como PGPB interpusieron amparo directo, pendientes de resolver. PGPB lo interpuso por no haberse condenado a la actora al pago de gastos y costas.
- En febrero de 2011, EMS Energy Services de México, S. de R. L. de C. V., y Energy Maintenance Services Group I. LLC, demandaron en la vía ordinaria civil a PEP ante el Juzgado Tercero de Distrito de Villahermosa, Tabasco (expediente 227/2010). La parte actora reclama, entre otras prestaciones, 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. Con fecha 31 de diciembre de 2014 se dictó sentencia definitiva, en la cual se absuelve a PEP del pago de todas las prestaciones reclamadas. La actora interpuso recurso de apelación, mismo que fue resuelto el 11 de mayo de 2015, en la cual se ratifica la sentencia definitiva dictada en favor de PEP. Con fecha 3 de junio de 2015 se notificó la interposición de la demanda de amparo por parte de la actora, en contra de la sentencia de segunda instancia a la fecha, se está en espera de la resolución correspondiente.
- Asimismo el 4 de abril de 2011 PEP fue emplazado a juicio contencioso administrativo (expediente 4957/11-17-07-1) promovido por EMS Energy Services de México, S. de R. L. de C. V., y Energy Maintenance Services Group I LLC, 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 motivo del juicio anterior. Por acuerdo notificado el 4 de noviembre de 2014, la Sala ordena la remisión de los autos a la Segunda Sección de la Sala Superior para la emisión de la sentencia correspondiente. Mediante acuerdo del 13 de noviembre de 2014, el juicio se radica en la segunda sección de la Sala Superior con el número 4957/11-17-07-1/1827/14-S2-08-4. Pendiente se emita la sentencia definitiva.

- El 10 de julio de 2015, el Tesorero Municipal del Ayuntamiento de Minatitlán, Veracruz, emitió resolución en la que determinó un crédito fiscal en contra de PR por la cantidad de \$ 2,531,040 por concepto de adeudo de impuesto predial por los años del 2010 al 2015, respecto del inmueble de la Refinería "General Lázaro Cárdenas", ubicado en el mismo municipio, que es propiedad de PR. En contra de tal resolución, se promovieron dos acciones: a).- Amparo Indirecto, respecto a los posibles ejecuciones de actos emitidos por el H. Ayuntamiento de Minatitlán, Veracruz, mismo que fue radicado bajo el número 863/2015-V. del índice del Juzgado Décimo de Distrito en el Estado de Veracruz, en el cual fue concedida la suspensión definitiva. El 17 de febrero de 2016, día fijado para la celebración de la audiencia constitucional el Juez se reservó fijar nueva hora y fecha para la celebración de misma. b).- Juicio Contencioso Administrativo. El 6 de agosto del 2015 se acordó la admisión de la demanda, así como la suspensión del acto reclamado. La autoridad demandada promovió el sobreseimiento del juicio contencioso con motivo de la promoción del juicio de amparo 863/2015-V, resuelto por auto de 9 de septiembre de 2015, en el sentido de que se estudiaría en la sentencia. Contra dicho auto, la demandada interpuso recurso de revisión el cual fue desechado por auto del 1 de octubre de 2015. Por auto del 16 de marzo de 2016 se ordenó nuevamente notificar a la autoridad demandada el auto por el cual se desecha el recurso de revisión.
- 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 demanda de juicio contencioso administrativo (expediente 4334/11-11-02-6) contra el Director General de Petróleos Mexicanos y el Director General de PEP, reclamando la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros por un monto de \$ 1,552,730. Mediante auto del 4 de marzo 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. Seguidos que fueron los trámites mediante auto de 20 de agosto de 2014, se remite a la Sala Superior del Tribunal de Justicia Fiscal y Administrativa el expediente para la emisión de la sentencia de primera instancia. El asunto se radicó con el número de expediente 4334/11-11-02-6/1337/14-S2-07-04, de la Segunda Sección de la Sala Superior. El asunto fue materia de la sesión de fecha 29 de octubre de 2014 y, en la misma, se resolvió la devolución del expediente a la Sala de origen al detectarse una violación al procedimiento. El procedimiento principal quedó suspendido con motivo de la interposición de un amparo por parte de PEP mismo que ya fue resuelto. La Sala de origen está por emitir diversos acuerdos de manera previa a la instrucción de remisión a la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa para su resolución.
- En relación con la demanda de arbitraje ante la Corte Internacional de Arbitraje presentada en septiembre de 2001 por Conproca, S. A. de C. V. ("Conproca") en contra de Petróleos Mexicanos y Pemex Refinación, contando con la previa autorización de sus respectivos consejos de administración, en junio de 2015 Petróleos Mexicanos y Pemex Refinación suscribieron un convenio de transacción con Conproca, con la participación de sus accionistas SK Engineering and Construction Co. Ltd. y Siemens A.G., a efecto de resolver todas las controversias que surgieron de la reconfiguración de la refinería en Cadereyta Nuevo León, incluyendo el juicio arbitral y los procedimientos judiciales derivados del mismo. Durante el tercer trimestre de 2015 se instrumentaron las acciones necesarias para el debido cumplimiento del convenio de transacción, por lo que a la fecha de estos estados financieros este asunto ha concluido.

Los resultados de los procesos incluidos en este reporte son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes. Petróleos Mexicanos registra pasivos contingentes cuando es probable que un pasivo ocurra y su importe puede ser razonablemente medido. Cuando una estimación razonable no puede hacerse, se incluye una revelación cualitativa en estas notas a los estados financieros. Petróleos Mexicanos no da a conocer el monto individual de la provisión de cada proceso porque dicha revelación podría afectar negativamente a la estrategia legal de Petróleos Mexicanos, así como el resultado del proceso correspondiente.

## 26. Eventos subsecuentes

Al 25 de abril de 2016, el tipo de cambio era de \$ 17.4202 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 por \$ 17.2065, refleja una depreciación del 1.24%.

Al 25 de abril de 2016, el precio promedio del petróleo de exportación era de US\$ 33.87 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2015 por US\$ 27.37, refleja un incremento de 23.75%.

Al 31 de diciembre de 2015, PEMEX ha valuado y reconocido 20,724,331 acciones adquiridas a través de PMI HBV como inversiones disponibles para la venta. El valor de las acciones de Repsol en el mercado se ha incrementado aproximadamente un 9.58%, de € 10.12 por acción al 31 de diciembre de 2015 a € 11.09 por acción al 25 de abril de 2016.

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero al 25 de abril de 2016, Petróleos Mexicanos ha realizado las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 25 de enero de 2016, Petróleos Mexicanos llevó a cabo el incremento del programa de emisión de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 52,000,000 a US\$ 62,000,000.
- El 27 de enero de 2016, Petróleos Mexicanos realizó una disposición por US\$ 130,000 dentro de su línea sindicada contingente.
- El 29 de enero de 2016, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de apertura simple por un monto de \$ 7,000,000 a tasa variable (TIIE de 28 días más 55 puntos base), con vencimiento en enero de 2017, cuyo desembolso se llevó a cabo el 5 de febrero de 2016.
- El 4 de febrero de 2016 Petróleos Mexicanos emitió un bono por US\$ 5,000,000 en tres tramos bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C:
  - i. US\$ 750,000 con vencimiento en febrero de 2019 y un cupón de 5.5%.
  - ii. US\$ 1,250,000 con vencimiento en febrero de 2021 y un cupón de 6.375%.
  - iii. US \$ 3,000,000 con vencimiento en agosto de 2026 y un cupón de 6.875%.
- El 15 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos emitió un bono por 2,250,000 de euros en dos tramos bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C.
  - i. 1,350,000 de euros con vencimiento en marzo de 2019 y un cupón de 3.75%
  - ii. 900,000 de euros con vencimiento en marzo de 2023 y un cupón de 5.125%
- El 17 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito simple por un monto de \$ 2,000,000 a tasa variable (TIIE de 28 días más 52 puntos base), con vencimiento en marzo de 2017.
- El 17 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito simple por un monto de \$ 3,300,000 a tasa variable (TIIE de 28 días más 52 puntos base), con vencimiento en marzo de 2017.
- El 22 de marzo de 2016 PEMEX terminó sus ofertas de intercambio de bonos, resultando en los siguientes saldos adicionales de bonos emitidos y registrados ante la SEC:

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US\$)</u>
3.500% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 1,454,967
4.250% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	997,333
4.500% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,486,725
5.500% Bonos con vencimiento en 2044 <sup>(1)</sup>	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,504,855
5.625% Bonos con vencimiento en 2046	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,992,861

(1) Con este monto de bonos registrados, el saldo de los títulos de deuda 5.500 bonos con vencimiento en 2044 asciende a US\$ 4,249,855, considerando los bonos previamente registrados.

- El 23 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos realizó una nueva emisión de certificados bursátiles por \$ 5,000,000 a tasa variable (TIIE de 28 días más 135 puntos base), con vencimiento en octubre de 2019.
- El 28 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito simple por un monto de \$ 9,700,000 a tasa variable (TIIE de 28 días más 31 puntos base), con vencimiento en marzo de 2017.
- El 19 de abril de 2016, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito simple por un monto de 500,000 de euros a tasa fija de 5.11% y vencimiento en marzo de 2023.

Entre el 1 de enero y el 25 de abril de 2015, PMI HBV obtuvo US\$ 2,695,000 de líneas de crédito revolventes y pagó US\$ 2,247. El monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito al 25 de abril de 2016 es de US\$ 2,692,753.

El 20 de abril de 2016 se presentó una explosión en la Planta Clorados 3 de la empresa Petroquímica Mexicana de Vinilo (PMV) operada por la empresa Mexichem. Pemex tiene una participación minoritaria en PMV, misma que es reconocida bajo método de participación (ver Nota 11). Se iniciaron las investigaciones para determinar las causas de este accidente y, en su caso, posibles contingencias. A la fecha de estos estados financieros consolidados, PEMEX no puede estimar el impacto de esta explosión en su inversión en Petroquímica Mexicana de Vinilo.

El 21 de abril de 2016 el Gobierno Federal efectuó una aportación patrimonial a Petróleos Mexicanos por un monto de \$ 26,500,000 a fin de contribuir a la salud financiera y en términos de lo señalado en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, esta aportación se reconoció como un incremento en los Certificados de Aportación "A".

## 27. Garantes Subsidiarios

La siguiente información consolidada presenta: estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014; los estados consolidados condensados del resultado integral y de flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de diciembre 2015, 2014 y 2013 de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios y las compañías que son Subsidiarias No Garantes (definidas más adelante).

Estos estados financieros consolidados condensados fueron preparados de acuerdo a las NIIF, con una excepción: para propósitos de presentación de la información de los Garantes Subsidiarios, las Empresas Productivas Subsidiarias y compañías subsidiarias han sido registrados como inversiones bajo el método de participación por Petróleos Mexicanos. Los principales ajustes de eliminación se refieren a la inversión de Petróleos Mexicanos en las subsidiarias y los saldos y operaciones intercompañía. Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios (los "Garantes Subsidiarios"); Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno son propiedad de Petróleos Mexicanos. Pemex Fertilizantes, Pemex Etileno y Pemex Finance, Ltd. y las compañías Subsidiarias no son garantes (las "Subsidiarias No-Garantes"). Las garantías de pago respecto de las obligaciones constitutivas de deuda pública por parte de los Garantes Subsidiarios de Petróleos Mexicanos son obligaciones absolutas, incondicionales y solidarias.

El Pemex Project Funding Master Trust (el "Master Trust") que era un vehículo financiero para financiar los proyectos de PEMEX fue disuelto el 20 de diciembre de 2011, a partir de esa fecha no se consolida en los estados financieros de PEMEX.

La siguiente tabla muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2015, de deuda originalmente emitida y registrada por el Master Trust. Petróleos Mexicanos asumió como obligado primario todas las obligaciones del Master Trust bajo estos contratos de deuda. Las obligaciones de Petróleos Mexicanos están garantizadas por los Garantes Subsidiarios:

Tabla 1: Títulos de deuda emitidos y registrados originalmente por Master Trust y asumido por Petróleos Mexicanos

Título de deuda	Obligado principal	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
5.75% Bonos garantizados con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 2,483,988
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,750,000
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2038	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	491,175

<u>Título de deuda</u>	<u>Obligado principal</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US\$)</u>
8.625% Bonos con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 160,245
8.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	106,507
9¼% Bonos garantizados con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	107,109
9.50% Bonos garantizados con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	219,217

En la siguiente tabla se muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2015, emitido y registrado por Petróleos Mexicanos, y garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

Tabla 2: Títulos de deuda emitidos y registrados por Petróleos Mexicanos

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US\$)</u>
8.00% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 1,999,369
9¼% Bonos globales con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	9,296
9.50% Bonos globales con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	102,149
3.500% Notas con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	999,590
Notas tasa variable con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	498,570
6.000% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	995,364

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US\$)</u>
5.50% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 2,961,947
3.500% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,099,730
4.875% Notas con vencimiento en 2024	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,499,136
6.625% Notas con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	998,500
6.500% Bonos con vencimiento en 2041	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	3,000,000
4.875% Bonos 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,097,055
5.50% Bonos con vencimiento en 2044	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,745,000
3.125% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	497,278
6.375% Bonos con vencimiento en 2045	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,999,980

Al 31 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos es la única entidad de PEMEX que ha registrado títulos de deuda con la SEC, a la fecha de estos estados financieros consolidados, el total de la deuda garantizada es emitida por Petróleos Mexicanos. Las garantías de los Garantes Subsidiarios son totales e incondicionales, conjuntas y solidarias. La administración de PEMEX no ha presentado estados financieros por separado de los Garantes porque considera que tal información no es material para los inversionistas.

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera  
31 de diciembre de 2015

	<u>Petróleos Mexicanos</u>	<u>Garantes subsidiarios</u>	<u>Subsidiarias no-garantes</u>	<u>Eliminaciones</u>	<u>Consolidado</u>
<b>Activo</b>					
<b>Circulante:</b>					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 58,461,012	\$ 6,630,670	\$ 44,277,198	\$ -	\$ 109,368,880
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	37,238,854	(34,341,755)	77,949,828	-	80,846,927
Cuentas por cobrar-intercompañías	125,742,649	900,153,311	137,229,202	(1,163,125,162)	-
Inventarios	530,271	31,959,005	11,281,652	-	43,770,928
Activos corrientes no financieros disponibles para la venta	-	<u>33,213,762</u>	-	-	<u>33,213,762</u>
<b>Total del activo circulante</b>	<b>221,972,786</b>	<b>937,614,993</b>	<b>270,737,880</b>	<b>(1,163,125,162)</b>	<b>267,200,497</b>
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	3,944,696	-	3,944,696
Cuentas por cobrar a largo plazo-intercompañías	1,274,568,094	313	6,061,687	(1,280,630,094)	-
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	(246,924,369)	7,607,632	16,544,953	246,937,383	24,165,599
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	11,810,768	1,280,347,602	52,325,261	-	1,344,483,631
Impuestos diferidos	52,242,786	2,168,657	488,941	-	54,900,384
Efectivo restringido	-	8,010,298	1,236,474	-	9,246,772
Activos intangibles	-	14,304,961	-	-	14,304,961
Otros activos	<u>51,559,054</u>	<u>2,528,699</u>	<u>3,319,906</u>	<u>-</u>	<u>57,407,660</u>
<b>Total del activo</b>	<b>\$ 1,365,229,120</b>	<b>\$ 2,252,583,155</b>	<b>\$ 354,659,798</b>	<b>\$ (2,196,817,873)</b>	<b>\$ 1,775,654,200</b>
<b>Pasivo</b>					
<b>Circulante:</b>					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	\$ 183,985,562	\$ 5,933,027	\$ 2,590,079	\$ -	\$ 192,508,668
Cuentas por pagar-intercompañías	915,533,239	162,455,837	76,784,232	(1,154,773,308)	-
Otros pasivos circulantes	<u>35,189,773</u>	<u>195,646,938</u>	<u>20,062,342</u>	<u>-</u>	<u>250,899,053</u>
<b>Total del pasivo circulante</b>	<b>1,134,708,574</b>	<b>364,035,802</b>	<b>99,436,653</b>	<b>(1,154,773,308)</b>	<b>443,407,721</b>
Deuda a largo plazo	1,271,921,360	11,589,261	17,362,546	-	1,300,873,167
Cuentas por pagar a largo plazo-intercompañías	-	1,281,683,849	7,298,100	(1,288,981,949)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	<u>290,528,362</u>	<u>944,461,253</u>	<u>128,059,595</u>	<u>-</u>	<u>1,363,049,210</u>
<b>Total del pasivo</b>	<b>2,697,158,296</b>	<b>2,601,770,165</b>	<b>252,156,894</b>	<b>(2,443,755,257)</b>	<b>3,107,330,098</b>
Patrimonio (déficit), neto	<u>(1,331,929,176)</u>	<u>(349,187,010)</u>	<u>102,502,904</u>	<u>246,937,384</u>	<u>(1,331,675,898)</u>
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>\$ 1,365,229,120</b>	<b>\$ 2,252,583,155</b>	<b>\$ 354,659,798</b>	<b>\$ (2,196,817,873)</b>	<b>\$ 1,775,654,200</b>

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera  
31 de diciembre de 2014

	<u>Petróleos Mexicanos</u>	<u>Garantes subsidiarios</u>	<u>Subsidiarias no-garantes</u>	<u>Eliminaciones</u>	<u>Consolidado</u>
<b>Activo</b>					
<b>Circulante:</b>					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 73,002,640	\$ 5,407,420	\$ 39,578,468	\$ -	\$ 117,988,528
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	25,760,345	41,577,264	48,647,914	-	115,985,523
Cuentas por cobrar-intercompañías	349,727,804	856,239,256	101,974,733	(1,307,941,793)	-
Inventarios	638,839	36,506,849	12,792,968	-	49,938,656
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	5,414,574	-	5,414,574
<b>Total del activo circulante</b>	<b>449,129,628</b>	<b>939,730,789</b>	<b>208,408,657</b>	<b>(1,307,941,793)</b>	<b>289,327,281</b>
Cuentas por cobrar a largo plazo-intercompañías	985,135,404	3,626,448	5,788,386	(994,550,238)	-
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	60,586,885	6,940,848	15,060,898	(60,573,871)	22,014,760
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	11,285,140	1,724,548,862	47,540,136	-	1,783,374,138
Impuestos diferidos	(124,002)	84,215	4,182,405	-	4,142,618
Efectivo restringido	35,887	6,848,332	-	-	6,884,219
Activos intangibles	-	14,970,904	-	-	14,970,904
Otros activos	1,409,235	2,798,939	3,446,186	-	7,654,360
<b>Total del activo</b>	<b>\$ 1,507,458,177</b>	<b>\$ 2,699,549,337</b>	<b>\$ 284,426,668</b>	<b>\$ (2,363,065,902)</b>	<b>\$ 2,128,368,280</b>
<b>Pasivo</b>					
<b>Circulante:</b>					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	\$ 128,491,432	\$ 7,801,195	\$ 9,573,590	\$ -	\$ 145,866,217
Cuentas por pagar-intercompañías	823,273,747	421,946,125	55,470,068	(1,300,689,940)	-
Otros pasivos circulantes	29,430,111	139,237,945	19,625,074	-	188,293,130
<b>Total del pasivo circulante</b>	<b>981,195,290</b>	<b>568,985,265</b>	<b>84,668,732</b>	<b>(1,300,689,940)</b>	<b>334,159,347</b>
Deuda a largo plazo	978,651,122	7,769,492	10,963,672	-	997,384,286
Cuentas por pagar a largo plazo-intercompañías	3,626,448	991,800,516	6,375,128	(1,001,802,092)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	312,050,990	1,100,084,554	152,409,957	-	1,564,545,501
<b>Total del pasivo</b>	<b>2,275,523,850</b>	<b>2,668,639,827</b>	<b>254,417,489</b>	<b>(2,302,492,032)</b>	<b>2,896,089,134</b>
Patrimonio (déficit) neto	(768,065,673)	30,909,510	30,009,179	(60,573,870)	(767,720,854)
<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>\$ 1,507,458,177</b>	<b>\$ 2,699,549,337</b>	<b>\$ 284,426,668</b>	<b>\$ (2,363,065,902)</b>	<b>\$ 2,128,368,280</b>

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral  
31 de diciembre de 2015

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ 15,556	\$ 1,523,767,800	\$ 803,623,324	\$ (1,173,956,323)	\$ 1,153,450,357
Ingresos por servicios	<u>16,897,139</u>	<u>16,815,589</u>	<u>7,187,694</u>	<u>(27,988,310)</u>	<u>12,912,112</u>
<b>Total de ingresos</b>	16,912,695	1,540,583,389	810,811,018	(1,201,944,633)	1,166,362,469
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	476,276,159	1,668,531	-	477,944,690
Beneficio del periodo de beneficios a empleados	-	(83,657,496)	(8,519,593)	-	(92,177,089)
Costo de ventas	<u>2,695,423,000</u>	<u>1,280,464,059</u>	<u>794,252,045</u>	<u>(1,182,282,621)</u>	<u>895,068,906</u>
<b>Rendimiento bruto</b>	<u>14,217,272</u>	<u>(132,439,219)</u>	<u>23,410,038</u>	<u>(19,662,127)</u>	<u>(114,474,036)</u>
Otros (gastos) ingresos, neto	<u>(19,805)</u>	<u>(6,073,003)</u>	<u>1,828,642</u>	<u>1,890,900</u>	<u>(2,373,266)</u>
Gastos de distribución, transportación y venta	-	32,870,908	2,921,430	(6,863,699)	28,928,630
Gastos de administración	59,923,878	52,838,029	10,638,127	(10,921,940)	112,472,094
Beneficio del periodo de beneficios a empleados en gastos generales	<u>(46,031,780)</u>	<u>(50,394,477)</u>	<u>(7,434,698)</u>	<u>-</u>	<u>(103,860,955)</u>
	<u>13,892,098</u>	<u>35,308,460</u>	<u>6,124,859</u>	<u>(17,785,638)</u>	<u>37,539,779</u>
Rendimiento de operación	305,369	(173,820,682)	19,113,821	14,411	(154,387,081)
Ingreso financiero	108,543,665	28,639,034	3,478,434	(125,670,274)	14,990,859
Costo financiero	(85,544,060)	(104,453,148)	(3,306,776)	(125,530,391)	(67,773,593)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(22,803,663)	6,463	1,347,323	-	(21,449,877)
Pérdida en cambios, neta	(14,829,436)	(139,623,910)	(312,228)	-	(154,765,574)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	<u>749,963,960</u>	<u>198,786</u>	<u>2,119,329</u>	<u>(749,963,960)</u>	<u>2,318,115</u>
<b>Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos</b>	(764,292,085)	(389,053,457)	22,439,903	749,838,488	(381,067,151)
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	<u>(51,982,560)</u>	<u>376,649,369</u>	<u>6,833,438</u>	<u>-</u>	<u>331,500,247</u>
<b>(Pérdida) rendimiento neto del año</b>	(712,309,525)	(765,702,826)	15,606,465	749,838,488	(712,567,398)
Total de otros resultados integrales del año	<u>10,980,787</u>	<u>56,585,790</u>	<u>21,045,777</u>	<u>-</u>	<u>88,612,354</u>
<b>Resultado integral total del año</b>	<u>\$ (701,328,738)</u>	<u>\$ (709,117,036)</u>	<u>\$ 36,652,242</u>	<u>\$ 749,838,488</u>	<u>\$ (623,955,044)</u>

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral  
31 de diciembre de 2014

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ 18,998	\$ 2,213,875,692	\$ 1,108,487,220	\$ (1,747,092,618)	\$ 1,575,289,292
Ingresos por servicios	<u>64,245,159</u>	<u>6,055,328</u>	<u>6,426,288</u>	<u>(65,288,193)</u>	<u>11,438,582</u>
<b>Total de ingresos</b>	64,264,157	2,219,931,020	1,114,913,508	(1,812,380,811)	1,586,727,874
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	21,199,704	1,445,992	-	22,645,696
Costo de ventas	<u>2,663,293</u>	<u>1,492,165,034</u>	<u>1,106,898,998</u>	<u>(1,759,092,541)</u>	<u>842,634,784</u>
<b>Rendimiento bruto</b>	<u>61,600,864</u>	<u>706,566,282</u>	<u>6,568,518</u>	<u>(53,288,270)</u>	<u>721,447,394</u>
Otros (gastos) ingresos, neto	<u>514,056</u>	<u>36,518,256</u>	<u>778,682</u>	<u>(258,597)</u>	<u>37,552,397</u>
Gastos de distribución, transportación y venta	-	34,095,556	1,555,276	(3,468,166)	32,182,666
Gastos de administración	<u>57,654,464</u>	<u>86,112,895</u>	<u>17,701,494</u>	<u>(50,131,739)</u>	<u>111,337,114</u>
	<u>57,654,464</u>	<u>120,208,451</u>	<u>19,256,770</u>	<u>(53,599,905)</u>	<u>143,519,780</u>
<b>Rendimiento de operación</b>	4,460,456	622,876,087	(11,909,570)	53,038	615,480,011
Ingreso financiero	85,565,363	17,696,814	3,106,401	(103,354,391)	3,014,187
Costo financiero	(67,194,647)	(84,756,651)	(2,973,111)	(103,365,349)	(51,559,060)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(13,858,680)	8,116	4,411,994	-	(9,438,570)
Pérdida en cambios, neta	(7,859,495)	(69,076,040)	(63,626)	-	(76,999,161)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	<u>(263,219,388)</u>	<u>487,365</u>	<u>(452,997)</u>	<u>263,219,388</u>	<u>34,368</u>
<b>Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos</b>	(262,106,391)	487,235,691	(7,880,909)	263,283,384	480,531,775
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	<u>3,160,818</u>	<u>738,855,418</u>	<u>4,058,528</u>	<u>-</u>	<u>746,074,764</u>
<b>(Pérdida) rendimiento neto del año</b>	(265,267,209)	(251,619,727)	(11,939,437)	263,283,384	(265,542,989)
Total de otros resultados integrales del año	<u>(62,426,587)</u>	<u>(189,804,290)</u>	<u>(13,117,248)</u>	<u>-</u>	<u>(265,348,125)</u>
<b>Resultado integral total del año</b>	<u>\$ (327,693,796)</u>	<u>\$ (441,424,017)</u>	<u>\$ (25,056,685)</u>	<u>\$ 263,283,384</u>	<u>\$ (530,891,114)</u>

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral  
31 de diciembre de 2013

	<u>Petróleos Mexicanos</u>	<u>Garantes subsidiarios</u>	<u>Subsidiarias no-garantes</u>	<u>Eliminaciones</u>	<u>Consolidado</u>
Ventas netas	\$ 22,115	\$ 2,283,326,517	\$ 1,136,284,419	\$ (1,821,767,783)	\$ 1,597,865,268
Ingresos por servicios	<u>55,361,187</u>	<u>6,305,400</u>	<u>5,394,402</u>	<u>(56,721,632)</u>	<u>10,339,357</u>
<b>Total de ingresos</b>	55,383,302	2,289,631,917	1,141,678,821	(1,878,489,415)	1,608,204,625
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	26,364,717	(755,882)	-	25,608,835
Costo de ventas	<u>1,478,302</u>	<u>1,507,556,220</u>	<u>1,126,452,214</u>	<u>(1,821,480,398)</u>	<u>814,006,338</u>
<b>Rendimiento bruto</b>	<u>53,905,000</u>	<u>755,710,980</u>	<u>15,982,489</u>	<u>(57,009,017)</u>	<u>768,589,452</u>
Otros (gastos) ingresos, neto	<u>(1,629,063)</u>	<u>97,687,870</u>	<u>(5,631,905)</u>	<u>(291,217)</u>	<u>90,135,685</u>
Gastos de distribución transportación y venta	-	31,612,865	1,276,529	(440,958)	32,448,436
Gastos de administración	<u>52,176,527</u>	<u>87,089,702</u>	<u>16,332,061</u>	<u>(56,943,818)</u>	<u>98,654,472</u>
	<u>52,176,527</u>	<u>118,702,567</u>	<u>17,608,590</u>	<u>(57,384,776)</u>	<u>131,102,908</u>
<b>Rendimiento de operación</b>	99,410	734,696,283	(7,258,006)	84,542	727,622,229
Ingreso financiero	66,513,514	28,629,988	3,503,308	(89,911,111)	8,735,699
Costo financiero	(62,400,459)	(63,677,174)	(3,295,021)	(89,786,170)	(39,586,484)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	2,631,986	(33,305)	(1,287,708)	-	1,310,973
Pérdida en cambios, neta	(305,581)	(3,441,388)	(204,523)	-	(3,951,492)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	<u>(173,928,884)</u>	<u>1,141,059</u>	<u>(434,349)</u>	<u>173,928,884</u>	<u>706,710</u>
<b>Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos</b>	(167,390,014)	697,315,463	(8,976,299)	173,888,485	694,837,635
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	<u>2,475,621</u>	<u>858,504,381</u>	<u>3,916,060</u>	-	<u>864,896,062</u>
<b>(Pérdida) rendimiento neto del año</b>	(169,865,635)	(161,188,918)	(12,892,359)	173,888,485	(170,058,427)
Total de otros resultados integrales del año	<u>25,443,543</u>	<u>194,725,595</u>	<u>34,101,029</u>	-	<u>254,270,167</u>
<b>Resultado integral total del año</b>	<u>\$ (144,422,092)</u>	<u>\$ 33,536,677</u>	<u>\$ 21,208,670</u>	<u>\$ 173,888,485</u>	<u>\$ 84,211,740</u>

## Información financiera complementaria consolidada condensada

### Estado de flujo de efectivo 31 de diciembre de 2015

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
<b>Actividades de operación:</b>					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (712,177,124)	\$ (765,702,826)	\$ 15,738,868	\$ 749,573,684	\$ (712,567,398)
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión:</b>					
Depreciación y amortización	789,657	164,221,429	2,940,164	-	167,951,250
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	476,276,159	1,668,531	-	477,944,690
Pozos no exitosos	-	23,213,519	-	-	23,213,519
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	180,992	21,945,266	2,512,279	-	24,638,537
Efectos de compañías asociadas	749,963,958	(198,786)	(2,119,329)	(749,963,958)	(2,318,115)
Utilidad por venta de inversiones en acciones	-	(337,675)	(342,955)	-	(680,630)
Dividendos	-	-	(359,941)	-	(359,941)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	(608,160)	-	-	(608,160)
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	(2,299,657)	-	-	-	(2,299,657)
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	145,971,158	2,996,219	3,708,879	-	152,676,256
Intereses a cargo	63,460,443	3,414,430	898,720	-	67,773,593
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros	(58,554,144)	119,761,648	(27,777,939)	-	33,429,565
Inventarios	108,568	4,547,843	1,511,317	-	6,167,728
Otros activos	(149,819)	(16,578,827)	126,281	-	(16,602,365)
Beneficios a empleados	(10,037,444)	(94,183,192)	(11,801,596)	-	(116,022,232)
Cargos y deducciones intercompañía	(310,384,820)	30,044,041	31,975,215	248,365,564	-
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>(133,128,232)</b>	<b>(31,188,912)</b>	<b>18,678,494</b>	<b>247,975,290</b>	<b>102,336,640</b>
<b>Actividades de inversión:</b>					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(1,496,277)	(239,315,507)	(12,702,217)	-	(253,514,001)
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	(36,214)	-	(36,214)
Inversión en subsidiarias	-	-	-	-	(5,698,511)
Gastos de exploración	-	(5,698,511)	-	-	(5,698,511)
Dividendos recibidos	-	(130,323)	4,547,461	-	4,417,138
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	(39,108,879)	-	-	39,108,879	-
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(40,605,156)</b>	<b>(245,144,341)</b>	<b>(8,190,970)</b>	<b>39,108,879</b>	<b>(254,831,588)</b>
<b>Actividades de financiamiento:</b>					
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	10,000,000	(1,915,932)	1,844,394	71,588	10,000,000
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	345,383,990	-	33,587,088	-	378,971,078
Pagos de principal de préstamos	(145,628,200)	(8,081,177)	(37,609,464)	-	(191,318,841)
Intereses pagados	(58,123,368)	(3,443,923)	(1,169,859)	-	(62,737,150)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	(3,626,448)	289,859,183	922,972	(287,155,717)	-
<b>Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>148,005,974</b>	<b>276,418,151</b>	<b>(2,424,869)</b>	<b>(287,084,169)</b>	<b>134,915,087</b>
Efectos por cambios en el valor del efectivo (Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	(25,727,414)	84,898	8,062,655	-	(17,579,861)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	11,185,788	1,138,356	(3,363,931)	-	8,960,213
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	<u>73,002,640</u>	<u>5,407,420</u>	<u>39,578,468</u>	<u>-</u>	<u>117,988,528</u>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año</b>	<b>\$ 58,461,014</b>	<b>\$ 6,630,674</b>	<b>\$ 44,277,192</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 109,368,880</b>

## Información financiera complementaria consolidada condensada

### Estado de flujo de efectivo 31 de diciembre de 2014

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
<b>Actividades de operación:</b>					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (265,267,209)	\$ (251,619,727)	\$ (11,939,437)	\$ 263,283,384	\$ (265,542,989)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	744,081	139,522,310	2,808,396	-	143,074,787
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	21,199,704	1,445,992	-	22,645,696
Pozos no exitosos	-	12,148,028	-	-	12,148,028
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	211,414	3,499,602	2,659,921	-	6,370,937
Monetización de inversiones disponibles para su venta	-	-	215,119	-	215,119
Efectos de compañías asociadas	263,559,164	(487,365)	452,997	(263,559,164)	(34,368)
Dividendos	-	-	(736,302)	-	(736,302)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	9,169,327	-	-	9,169,327
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	312,296	-	-	-	312,296
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	75,053,801	1,903,282	1,927,634	-	78,884,717
Intereses a cargo	44,969,920	5,084,856	854,848	-	50,909,624
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros					
Inventarios	14,951,048	(19,048,441)	14,075,687	-	9,978,294
Otros activos	20,413	(5,046,019)	12,001,450	-	6,975,844
Beneficios a empleados	(227,438)	(17,819,505)	(937,934)	-	(18,984,877)
Cargos y deducciones intercompañía	17,913,078	52,988,257	8,068,673	-	78,969,998
	<u>(274,747,392)</u>	<u>37,103,048</u>	<u>(13,393,984)</u>	<u>251,038,328</u>	<u>-</u>
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<u>(122,506,824)</u>	<u>(11,402,643)</u>	<u>17,503,050</u>	<u>250,762,548</u>	<u>134,356,131</u>
<b>Actividades de inversión:</b>					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(2,574,431)	(215,531,732)	(12,572,707)	-	(230,678,870)
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	12,735,337	-	12,735,337
Inversión en subsidiarias	-	-	(3,466,447)	-	(3,466,447)
Gastos de exploración	-	(1,593,706)	-	-	(1,593,706)
Dividendos recibidos	-	-	336,095	-	336,095
(Incremento) disminución de inversiones - intercompañía	7,942,930	-	-	(7,942,930)	-
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<u>5,368,499</u>	<u>(217,125,438)</u>	<u>(2,967,722)</u>	<u>(7,942,930)</u>	<u>(222,667,591)</u>
<b>Actividades de financiamiento:</b>					
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	22,000,000	-	-	-	22,000,000
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	(73,583,100)	-	-	-	(73,583,100)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	320,893,270	-	102,506,205	-	423,399,475
Pagos de principal de préstamos	(93,488,805)	(7,748,079)	(106,218,608)	-	(207,455,492)
Intereses pagados	(41,091,971)	(5,105,446)	(1,051,061)	-	(47,248,478)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	687,961	240,568,067	1,563,590	(242,819,618)	-
<b>Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<u>135,417,355</u>	<u>227,714,542</u>	<u>(3,199,874)</u>	<u>(242,819,618)</u>	<u>117,112,405</u>
Efectos por cambios en el valor del efectivo (Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	18,279,030	(813,539)	11,335,454	-	28,800,945
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	4,592,205	889,057	2,960,602	-	8,441,864
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año</b>	<u>50,131,405</u>	<u>5,331,902</u>	<u>25,282,412</u>	<u>-</u>	<u>80,745,719</u>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año</b>	<u>\$ 73,002,640</u>	<u>\$ 5,407,420</u>	<u>\$ 39,578,468</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 117,988,528</u>

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo  
31 de diciembre de 2013

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
<b>Actividades de operación:</b>					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (169,865,634)	\$ (161,188,918)	\$ (12,892,360)	\$ 173,888,485	\$ (170,058,427)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	686,088	145,329,809	2,475,807	-	148,491,704
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	26,364,717	(755,882)	-	25,608,835
Pozos no exitosos	-	12,497,726	-	-	12,497,726
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	24,668	7,744,792	6,930,160	-	14,699,620
Efectos de compañías asociadas	173,258,510	(1,141,058)	434,349	(173,258,511)	(706,710)
Dividendos	-	-	(914,116)	-	(914,116)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	(5,240,305)	-	-	(5,240,305)
Utilidad por venta de pozos, propiedades, planta y equipo	-	-	(768,000)	-	(768,000)
Monetización de inversiones disponibles para su venta	(278,842)	-	-	-	(278,842)
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	(1,037,663)	(853,047)	-	-	(1,890,710)
(Rendimiento) pérdida en cambios no realizada	2,836,523	(172,772)	644,548	-	3,308,299
Intereses a cargo	36,108,777	2,077,850	1,117,316	-	39,303,943
Cuentas por cobrar a clientes	(5,132,196)	16,451,312	(4,077,897)	-	7,241,219
Inventarios	(125)	840,283	(907,088)	-	(66,930)
Otros activos	667,515	(14,081,007)	507,576	-	(12,905,916)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	1,695,525	57,495,890	(5,219,423)	-	53,971,992
Beneficios a empleados	34,961,922	36,848,133	6,233,085	-	78,043,140
Cargos y deducciones-intercompañía	(89,826,553)	162,188,266	37,867,036	(110,228,749)	-
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de operación</b>	<b>(15,901,485)</b>	<b>285,161,671</b>	<b>30,675,111</b>	<b>(109,598,775)</b>	<b>190,336,522</b>
<b>Actividades de inversión</b>					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(916,477)	(233,834,924)	(10,876,153)	-	(245,627,554)
(Incremento) disminución de inversiones - intercompañía	(71,142,378)	(111,826,436)	-	182,968,814	-
Activos financieros disponibles para la venta	2,869,883	-	-	-	2,869,883
Gastos de exploración	-	(1,438,685)	-	-	(1,438,685)
Inversión en subsidiarias	(2,066,366)	(244,823)	2,311,189	-	-
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de inversión</b>	<b>(71,255,338)</b>	<b>(347,344,868)</b>	<b>(8,564,964)</b>	<b>182,968,814</b>	<b>(244,196,356)</b>
<b>Actividades de financiamiento</b>					
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	66,583,100	206,288	231,705	(437,993)	66,583,100
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	(65,000,000)	581,839	(231,704)	(350,135)	(65,000,000)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	155,545,511	-	81,409,522	-	236,955,033
Pagos de principal de préstamos	(86,279,510)	(10,499,109)	(94,367,472)	-	(191,146,091)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	702,864	71,203,090	675,957	(72,581,911)	-
Intereses pagados	(35,192,692)	(1,172,776)	(767,632)	-	(37,133,100)
<b>Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento</b>	<b>36,359,273</b>	<b>60,319,332</b>	<b>(13,049,624)</b>	<b>(73,370,039)</b>	<b>10,258,942</b>
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	(50,797,550)	(1,863,865)	9,060,523	-	(43,600,892)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	4,141,601	-	970,119	-	5,111,720
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	96,787,354	7,195,766	15,251,771	-	119,234,891
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año</b>	<b>\$ 50,131,405</b>	<b>\$ 5,331,901</b>	<b>\$ 25,282,413</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 80,745,719</b>

## 28. Nota complementaria de actividades de extracción de crudo y gas (no auditada)

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. En Agosto de 2014, mediante el proceso conocido como Ronda Cero, la Secretaría de Energía con la opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) asignó una serie de bloques exploratorios y campos en producción que conformaron las asignaciones en las cuales Petróleos Mexicanos lleva a cabo sus actividades de exploración y explotación.

Esta nota presenta la información complementaria relacionada con las actividades de exploración y extracción de crudo y gas, conforme al U.S. Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification (ASC) Topic 932 10-5 "Extractive Activities—Oil and Gas" (Tópico 932 10-5 de la Codificación de las Normas de Contabilidad del Comité de Normas de Contabilidad Financiera de los Estados Unidos) ("ASC Topic 932") y a la Accounting Standards Update 2010-03 ("ASU 2010-03") Actualización de normas de contabilidad 2010-3 (ver Nota 3-h).

A la fecha de estos estados financieros consolidados, todas las actividades de exploración y producción de crudo y gas, de PEMEX, se realizan en México. Los datos complementarios presentados reflejan toda la información de las actividades de producción de petróleo y gas de PEP.

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

	31 de diciembre		
	2015	2014	2013
Reservas probadas	\$ 2,102,971,025	\$ 2,381,670,263	\$ 2,254,784,515
Construcción en proceso	88,706,330	111,812,137	83,764,607
Depreciación y amortización acumulada	<u>(1,224,690,867)</u>	<u>(1,122,444,895)</u>	<u>(994,476,861)</u>
<b>Costo neto capitalizado</b>	<b>\$ 966,986,487</b>	<b>\$ 1,371,037,505</b>	<b>\$ 1,344,072,261</b>

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Exploración	\$ 44,165,179	\$ 38,866,665
Desarrollo	<u>161,433,414</u>	<u>188,950,718</u>
<b>Total de costos incurridos</b>	<b>\$ 205,598,593</b>	<b>\$ 227,817,383</b>

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 \$ 8,119,241 y \$ 10,143,219 para 2015 y 2014, respectivamente, que, de acuerdo con el método de esfuerzos 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.

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

	31 de diciembre		
	2015	2014	2013
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 690,591,455	\$ 1,134,448,708	\$ 1,250,737,299
Derechos sobre hidrocarburos	376,682,705	760,627,534	856,978,971
Costos de producción (excluyendo impuestos)	177,774,082	156,134,037	134,645,739
Otros costos y gastos	20,360,540	35,978,232	40,599,327
Gastos de exploración	31,244,564	22,291,247	22,661,332
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	527,014,056	144,384,138	119,161,541
	<u>1,133,075,947</u>	<u>1,119,415,188</u>	<u>1,174,046,910</u>
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	<u>\$ (442,484,491)</u>	<u>\$ 15,033,520</u>	<u>\$ 76,690,389</u>

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

d. Precios de venta (no auditado)-

La siguiente tabla resume los precios promedios de venta en dólares estadounidenses, por cada uno de los ejercicios terminados el 31 de diciembre (excluyendo impuestos por producción):

	2015	2014	2013
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce) <sup>(1)</sup>	US\$ 37.17	US\$71.44	US\$ 76.81
Barril de crudo	48.22	90.37	99.92
Gas natural en miles de pies cúbicos	3.78	5.71	4.93

<sup>(1)</sup> 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.

e. Reservas de crudo y gas (no auditado)

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. De conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos, PEP tiene derecho a extraer, pero no poseer estas reservas y a vender la producción que obtenga.

Las reservas probadas de crudo y gas son aquellas cantidades estimadas de petróleo, 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 2015, fue determinada por el segmento de Perforación y Exploración y revisada por Firmas de Ingenieros Independientes (como se define más adelante) quienes auditan las estimaciones de nuestras reservas de hidrocarburos. Adicionalmente, de conformidad con el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el 31 de marzo de 2016, la Comisión Nacional de Hidrocarburos dictaminó y aprobó la estimación de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2015.

PEP 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 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 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 2015 y 2014, 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 Gerencia de Recursos y Certificación, 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 2014, tres Firmas de Ingenieros Independientes auditaron las reservas probadas de PEMEX: Netherland Sewell International, S. de R.L. ("Netherland Sewell"), DeGolyer and MacNaughton; y Ryder Scott Company, L.P. ("Ryder Scott"). La revisión, de las reservas estimadas, hecha por las Firmas de Ingenieros Independientes fue del 88.0% del total de las reservas probadas de PEMEX. El 12.0% 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 valorar el volumen de las reservas. Netherland Sewell certificó las reservas en los activos de Poza Rica-Altamira y Litoral de Tabasco. DeGolyer y MacNaughton certificó las reservas que se encuentran en los activos de Burgos y Veracruz y Ryder Scott certificó las reservas de los activos Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac, Samaria-Luna, Abkatún-Pol-Chuc, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. 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 las reservas probadas de crudo y gas de PEMEX, en su conjunto, han sido preparadas razonablemente conforme a la Regla 4-10 (a) de la Regulación S-X de la SEC, 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 el ASC Topic 932.

El total de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de crudo, condensados e hidrocarburos líquidos, de PEMEX, provenientes de las plantas de proceso disminuyeron en 22.5% en 2015, pasando de 10,292 Millones de Barriles (MMb) al 31 de diciembre de 2014 a 7,977 MMb al 31 de diciembre de 2015. En 2015 las reservas probadas desarrolladas de crudo, condensados e hidrocarburos líquidos provenientes de las plantas de proceso, disminuyeron en 19.8%, es decir, pasaron de 7,142 MMb en 2014 a 5,724 MMb en 2015.

Los decrementos anteriores son básicamente consecuencia de la producción de petróleo en el año 2015, los precios bajos de hidrocarburos, así como una disminución en el desarrollo de campos y el comportamiento de los mismos. En 2015 las reservas de petróleo, condensados e hidrocarburos líquidos, fueron insuficientes para compensar el nivel de producción, el cual fue de 935 MMb de petróleo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 20.7% en 2015, pasando de 10,859 Miles de Millones de Pies Cúbicos (MMMpc) en 2014 a 8,610 MMMpc en 2015. Las reservas probadas desarrolladas de gas seco disminuyeron 10.8%, al pasar de 6,740 MMMpc en 2014 a 6,012 MMMpc en 2015. Estas disminuciones se deben principalmente a la producción de gas en 2015, los bajos precios de los hidrocarburos, así como una disminución en el desarrollo del campo y el comportamiento del mismo. La cantidad de reservas probadas de gas seco en 2014 fue insuficiente para mantener el nivel de producción en 2014 la cual fue de 1,342 MMMpc de gas seco. El total de reservas de gas seco disminuyeron en 36.9% en 2015, de 4,119 MMMpc en 2014 a 2,598 MMMpc en 2015.

Durante 2015, la actividad exploratoria en aguas poco profundas incorporó 120 millones de barriles de petróleo equivalente procedente de seis nuevos campos ubicados cerca de las instalaciones existentes de explotación a través de trabajos de exploración. Pemex aumentó los trabajos de exploración en aguas poco profundas con el fin de incorporar las reservas probadas que apoyan la producción futura en el corto plazo.

En las siguientes tres tablas muestran las reservas de crudo y gas seco de PEMEX, estimadas conforme a la Regla 4-10 (a).

Resumen de reservas probadas de crudo y gas (1) al 31 de diciembre 2014 con base en los precios promedio del año.

	<u>Crudo y condensados <sup>(2)</sup></u> (MMb)	<u>Gas seco <sup>(3)</sup></u> (MMMpc)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		
Reservas probadas desarrolladas	5,725	6,012
Reservas probadas no desarrolladas	<u>2,252</u>	<u>2,598</u>
<b>Total de reservas probadas</b>	<u><u>7,977</u></u>	<u><u>8,610</u></u>

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 natural) <sup>(1)</sup>

	<u>2015</u>	<u>2014</u> (MMMpc)	<u>2013</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	10,292	11,079	11,424
Revisiones <sup>(2)</sup>	(1,491)	95	630
Delimitaciones y descubrimientos	111	119	62
Producción	<u>(935)</u>	<u>(1,001)</u>	<u>(1,037)</u>
Al 31 de diciembre	<u><u>7,977</u></u>	<u><u>10,292</u></u>	<u><u>11,079</u></u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	5,725	7,141	7,360
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,252	3,151	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 y los precios de los hidrocarburos también.

## Reservas de gas seco

	<u>2015</u>	<u>2014</u> (MMMpc)	<u>2013</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	10,859	12,273	12,713
Revisiones <sup>(1)</sup>	(955)	4	1,010
Delimitaciones y descubrimientos	47	93	89
Producción <sup>(2)</sup>	<u>(1,341)</u>	<u>(1,511)</u>	<u>(1,539)</u>
Al 31 de diciembre	<u>8,610</u>	<u>10,859</u>	<u>12,273</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	6,012	6,740	7,461
Revisiones <sup>(1)</sup>			
Delimitaciones y descubrimientos	2,598	4,119	4,811

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

(1) 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 y efectos por cambios en los precios de los hidrocarburos también.

(2) La producción se refiere al gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un encogimiento 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.

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. Durante el año 2015, 120 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas fueron descubiertos, sin embargo, este volumen no fue suficiente para compensar las reducciones en las reservas por revisión, limitación, desarrollo y la producción durante 2015, es por eso que durante 2015 no hubo restitución de las reservas probadas. LA TRR del ejercicio 2014 fue de 18.0%.

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 8.1 años para las reservas probadas al 31 de diciembre de 2015, lo que representa una disminución del 15.6% comparada con la RRP del 2014 de 9.6 años.

### f. 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 2041. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.

Los flujos de efectivo futuros de la producción estimados, se calculan aplicado los precios promedio del crudo y del gas al primer día de cada mes del año 2015. 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 2015 a los flujos de efectivos netos futuros antes de impuestos relativos a las reservas probadas de petróleo y gas.

Los pagos estimados de impuestos y derechos se calcularon con base en el régimen fiscal aplicable por decreto a PEP, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014 el cual entró en vigor a partir del 1 de enero de 2015 y el decreto por el que se otorgan beneficios fiscales publicado en el Diario Oficial de la Federación el 18 de abril de 2016.

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 y gas que finalmente sean recuperadas.

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

	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Flujos de efectivo	US\$ 325,052	US\$ 757,794	US\$ 931,874
Costos de producción futuros (sin impuestos a la utilidad)	(99,948)	(112,421)	(135,211)
Costos futuros de desarrollo	<u>(32,560)</u>	<u>(37,019)</u>	<u>(46,339)</u>
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	192,544	608,353	750,324
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	<u>(167,056)</u>	<u>(543,743)</u>	<u>(634,371)</u>
Flujos netos de efectivo	25,488	64,610	115,953
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	<u>(9,946)</u>	<u>(19,949)</u>	<u>(34,996)</u>
<b>Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados</b>	<u>US\$ 15,541</u>	<u>US\$ 44,661</u>	<u>US\$ 80,957</u>

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 en la medida estándar para cada año y las fuentes significantes de variación:

Cambios en la medición estándar de flujo futuros de efectivos netos

	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en millones de dólares)		
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	US\$ (28,371)	US\$ (69,582)	US\$ (82,802)
Cambios netos en los precios y costos de producción	(327,865)	(79,617)	(61,268)
Extensiones y descubrimientos	3,086	3,022	4,280
Costos de desarrollos incurridos durante el año	10,172	14,215	14,224
Cambios en costos estimados de desarrollo	(2,171)	(7,086)	(12,625)
Revisiones de reserva y cambio de fecha	(22,801)	(13,432)	49,091
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo	43,394	51,504	54,280
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto	<u>295,437</u>	<u>64,678</u>	<u>18,253</u>
<b>Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos</b>	<u>US\$ (29,119)</u>	<u>US\$ (36,296)</u>	<u>US\$ (16,567)</u>

	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	(en millones de dólares)		
<b>Medición estandarizada:</b>			
Al 1° de enero	US\$ 44,661	US\$ 80,957	US\$ 97,524
Al 31 de diciembre	<u>15,541</u>	<u>44,661</u>	<u>80,957</u>
<b>Variación</b>	<u>US\$ (29,119)</u>	<u>US\$ (36,296)</u>	<u>US\$ (16,567)</u>

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 a precios y los costos al 31 de diciembre.

El cambio en los impuestos calculados, incluye los impuestos efectivamente incurridos durante el ejercicio y el cambio en el gasto fiscal futuro.