

**REPORTE ANUAL QUE SE PRESENTA DE ACUERDO CON LAS DISPOSICIONES DE
CARÁCTER GENERAL APLICABLES A LAS EMISORAS DE VALORES Y A OTROS
PARTICIPANTES DEL MERCADO PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE
2015**



PETRÓLEOS MEXICANOS

**Avenida Marina Nacional 329,
Colonia Verónica Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, CP. 11300,
Ciudad de México, México
Teléfono (55)1944-2500
www.pemex.com**

**I. CARACTERÍSTICAS APLICABLES A LOS PROGRAMAS DE CERTIFICADOS BURSÁTILES DE CORTO Y LARGO
PLAZO:**

EMISORA: Petróleos Mexicanos (la "Emisora").

TIPO DE VALOR: Certificados bursátiles (los "Certificados Bursátiles").

TIPO DE DOCUMENTO: Certificados Bursátiles con valor nominal de \$100.00 (Cien pesos 00/100 M.N.) o, en su caso, 100 (Cien) UDIS cada uno.

GARANTÍA: Los Certificados Bursátiles contarán con la garantía solidaria de Pemex Exploración y Producción; Pemex Transformación Industrial; Pemex Cogeneración y Servicios; Pemex Perforación y Servicios; y Pemex Logística, así como sus respectivos sucesores y/o cesionarios en términos del Convenio de Responsabilidad Solidaria para Operaciones Nacionales de fecha 3 de febrero de 2003 y de los Certificados de Designación correspondientes, en el entendido de que dicha garantía al ser quirografaria no implica, en ningún caso, que se graven o afecten activos de la Emisora o los Garantes y sus respectivos sucesores y/o cesionarios.

GARANTES: Pemex Exploración y Producción; Pemex Transformación Industrial; Pemex Cogeneración y Servicios; Pemex Perforación y Servicios; y Pemex Logística, así como sus respectivos sucesores y/o cesionarios

AMORTIZACIÓN DE PRINCIPAL: La amortización de los Certificados Bursátiles de corto plazo y largo plazo será a su valor nominal en un sólo pago en la Fecha de Vencimiento de la emisión de que se trate, o si fuere un día inhábil, el siguiente Día Hábil, sin que lo anterior se considere como un incumplimiento, contra la entrega del título correspondiente.

LUGAR Y FORMA DE PAGO DE PRINCIPAL E INTERESES: El principal y los intereses devengados respecto de los Certificados Bursátiles se pagarán en cada fecha de pago y el día de su vencimiento, respectivamente (o si fuere un día inhábil, el siguiente Día Hábil, sin que lo anterior se considere como un incumplimiento), mediante transferencia electrónica, en el domicilio de S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V., ubicado en Avenida Paseo de la Reforma No. 255, 3er. Piso, Col. Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México, contra la entrega del título mismo, o contra las constancias que para tales efectos expida.

DEPOSITARIO: S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V.

RÉGIMEN FISCAL: La tasa de retención aplicable a los intereses pagados conforme a los Certificados Bursátiles se encuentra sujeta: (i) para las personas físicas o morales residentes en México para efectos fiscales, a lo previsto en los artículos 54 y 135 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente y 21 de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2016 y en otras disposiciones complementarias; (ii) para las personas morales residentes en México para efectos fiscales, a lo previsto en el artículo 18 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente y en otras normas complementarias y (iii) para las personas físicas o morales residentes en el extranjero para efectos fiscales, a lo previsto en el artículo 166 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente y en otras disposiciones complementarias. Los preceptos citados pueden ser sustituidos en el futuro por otros. El régimen fiscal puede modificarse a lo largo de la vigencia de los Certificados Bursátiles. La Emisora no asume la obligación de informar acerca de los cambios en las disposiciones fiscales aplicables a lo largo de la vigencia de los Certificados Bursátiles. Los posibles adquirentes de los Certificados Bursátiles deberán consultar con sus asesores, las consecuencias fiscales resultantes de la compra, el mantenimiento o la venta de los Certificados Bursátiles, incluyendo la aplicación de las reglas específicas respecto de su situación particular. Los posibles adquirentes, previo a la inversión en los Certificados Bursátiles, deberán considerar que el régimen fiscal relativo al gravamen o exención aplicable a los ingresos derivados de los intereses o compra venta de los Certificados Bursátiles no ha sido verificado o validado por la autoridad tributaria competente.

II. CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES DE LARGO PLAZO:

TIPO DE OFERTA: Primaria y global.

MONTO TOTAL AUTORIZADO DEL PROGRAMA: Hasta \$200,000,000,000.00 (Doscientos mil millones de pesos M.N. 00/100) o su equivalente en Unidades de Inversión ("UDIS"). Durante la vigencia del Programa podrán realizarse tantas emisiones según lo determine la Emisora, siempre y cuando el saldo insoluto de principal de los Certificados Bursátiles en circulación no exceda del Monto Total Autorizado del Programa.

PLAZO DE VIGENCIA DEL PROGRAMA: El programa de Certificados Bursátiles tendrá una vigencia de 5 años, contados a partir de la fecha de autorización del mismo por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR STANDARD & POOR'S, S.A. DE C.V. A LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES CON CLAVES DE PIZARRA PEMEX 09U SERIE "A", PEMEX 10-2, PEMEX 10U, PEMEX 11-2, PEMEX 11U, PEMEX 11-3, PEMEX 12, PEMEX 12U, PEMEX 13, PEMEX 13-2, PEMEX 14U, PEMEX 14, PEMEX 14-2, PEMEX 15, PEMEX 15U y PEMEX 16: "mxAAA" es el grado más alto que otorga Standard & Poor's en su escala CaVal, indica que la capacidad de pago, tanto de intereses como del principal, es sustancialmente fuerte.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR MOODY'S DE MÉXICO, S.A. DE C.V. A LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES CON CLAVES DE PIZARRA PEMEX 09U SERIE "A", PEMEX 10-2, PEMEX 10U, PEMEX 11-2, PEMEX 11U, PEMEX 11-3, PEMEX 12, PEMEX 12U, PEMEX 13, PEMEX 13-2, PEMEX 14U, PEMEX 14, PEMEX 14-2, PEMEX 15, PEMEX 15U y PEMEX 16: "Aaa.mx", que muestra la capacidad crediticia más alta. Es la calificación más alta asignada por Moody's de México, S.A. de C.V. en la escala nacional de largo plazo.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR HR RATINGS DE MÉXICO, S.A. DE C.V., INSTITUCIÓN CALIFICADORA DE VALORES A LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES CON CLAVES DE PIZARRA PEMEX 11-3, PEMEX 12U, PEMEX 12, PEMEX 13, PEMEX 13-2, PEMEX 14U, PEMEX 14, PEMEX 14-2, PEMEX 15, PEMEX 15U y PEMEX 16: "HR AAA", en escala nacional, se considera de la más alta calidad crediticia, ofreciendo gran seguridad para el pago oportuno de las obligaciones de deuda, por lo que mantiene mínimo riesgo crediticio.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR FITCH MÉXICO, S.A. DE C.V. A LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES CON CLAVES DE PIZARRA PEMEX 12U, PEMEX 12, PEMEX 13, PEMEX 13-2, PEMEX 14U, PEMEX 14, PEMEX 14-2, PEMEX 15, PEMEX 15U y PEMEX 16: AAA (mex) la cual significa la más alta calidad crediticia y representa la máxima calificación asignada por Fitch México en su escala de calificaciones domésticas. Esta calificación se asigna a la mejor calidad crediticia respecto de otros emisores o emisiones del país.

REPRESENTANTE COMÚN DE LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES: i) Scotia Inverlat Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero Scotiabank Inverlat en cuanto a los Certificados Bursátiles de las emisiones con clave de pizarra PEMEX 09U Serie "A"; ii) Banco Invex, S.A., Institución de Banca Múltiple, Invex Grupo Financiero respecto de las emisiones de Certificados Bursátiles con clave de pizarra PEMEX 10-2, PEMEX 10U, PEMEX 11-2, PEMEX 11U, PEMEX 11-3, PEMEX 12U, PEMEX 12, PEMEX 13, PEMEX 13-2, PEMEX 14U, PEMEX 14, y PEMEX 14-2, PEMEX 15 y PEMEX 15; y iii) CI Banco, S.A., Institución de Banca Múltiple respecto de la emisión de Certificados Bursátiles con clave de pizarra PEMEX 16.

II.1. EMISIONES DE LARGO PLAZO VIGENTES⁽¹⁾

CLAVE DE PIZARRA:	PEMEX 09U SERIE "A" ⁽²⁾
Plazo de vigencia de esta emisión:	3,656 días.
Monto de esta emisión:	3,113,474,900 UDIS.
Fecha de emisión:	1 de diciembre de 2009.
Fecha de registro y suscripción en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.	1 de diciembre de 2009.
Fecha de vencimiento	5 de diciembre de 2019.
Tasa de interés:	No aplica.
Rendimiento al vencimiento:	9.01%
Periodicidad en el pago de intereses:	No aplica.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se devengarán intereses moratorios a una tasa anual equivalente al resultado de sumar a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio ("TIE" o "Tasa de Interés de Referencia") 2 puntos porcentuales en la fecha inmediatamente anterior a la Fecha de Vencimiento. Para esos efectos, TIE significa la tasa a plazo de hasta 28 días determinada y publicada por Banco de México en el Diario Oficial de la Federación (según resolución del propio Banco de México publicada en el Diario Oficial de la Federación del 23 de marzo de 1995). En el evento de que Banco de México por cualquier causa dejara de utilizar la

Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	TIIE se tomara como referencia la tasa que la sustituya, publicada por dicho Banco en el Diario Oficial de la Federación. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha correspondiente del vencimiento y hasta que el Valor Nominal de los Certificados Bursátiles haya quedado íntegramente cubierto y serán calculados sobre la base de un año de trescientos sesenta días y sobre los días efectivamente transcurridos. Las sumas que adeuden por concepto de intereses moratorios deberán ser pagadas en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México. 0290-5.10-2009-002-01
CLAVE DE PIZARRA:	PEMEX 10-2^o
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	3,640 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	3,542 días.
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	\$5,000,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	\$5,000,000,000.00
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$10,000,000,000.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	8 de febrero de 2010.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	17 de mayo de 2010.
Fecha de Registro y Liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales:	8 de febrero de 2010.
Fecha de Registro y Liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	17 de mayo de 2010.
Fecha de vencimiento:	27 de enero de 2020.
Tasa de Interés Bruto Anual Fija aplicable a la Emisión:	9.10%
Rendimiento al vencimiento:	8.53%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en el título correspondiente y en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 182 días, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 9.10%, la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la Emisión. El interés que devengarán los Certificados Bursátiles se computará al inicio de cada periodo de intereses de 182 días. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula prevista en el título respectivo.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada 182 días, contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida Indeval, durante la vigencia de la emisión o, en su caso, el Día Hábil inmediato

Intereses moratorios:	siguiente calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago correspondiente, si alguno de ellos no lo fuere conforme al calendario inserto en el título correspondiente. En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán intereses moratorios sobre el principal insoluto de los Certificados Bursátiles en el momento del incumplimiento, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo en que ocurra y continúe el incumplimiento. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2009-002-03
CLAVE DE PIZARRA:	PEMEX 10U^(b)
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	3,640 días.
Plazo de vigencia de la Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	3,542 días
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	465,235,800 UDIS.
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	337,670,900 UDIS.
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	802,906,700 UDIS.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	8 de febrero de 2010.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	17 de mayo de 2010.
Fecha de Registro y Liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales:	8 de febrero de 2010.
Fecha de Registro y Liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	17 de mayo de 2010.
Fecha de vencimiento:	27 de enero de 2020.
Tasa de Interés Bruto Anual Fija aplicable a la Emisión:	4.20%
Rendimiento al vencimiento:	4.22%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en el título que documenta esta emisión y en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 182 días, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 4.20%, la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la emisión. El interés que devengarán los Certificados Bursátiles se computará al inicio de cada periodo de intereses de 182 días. Los

	cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles el Representante Común utilizará la fórmula prevista en título correspondiente.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada 182 días contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida Indeval, durante la vigencia de la emisión o, en su caso, el Día Hábil inmediato siguiente calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago correspondiente, si alguno de ellos no lo fuere conforme al calendario inserto en el título correspondiente.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses de los Certificados Bursátiles, se devengarán intereses moratorios sobre el principal insoluto de los Certificados Bursátiles en el momento del incumplimiento, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo en que ocurra y continúe el incumplimiento. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2009-002-04
CLAVE DE PIZARRA:	PEMEX 11-2⁹
Plazo de vigencia de esta emisión:	2,016 días.
Monto de esta emisión:	\$7,000,000,000.00
Fecha de emisión:	3 de octubre de 2011.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.	3 de octubre de 2011.
Fecha de vencimiento:	10 de abril de 2017.
Tasa de Interés aplicable al primer periodo:	5.03%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título respectivo y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal que el Representante Común calculará 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 28 días que tenga lugar antes de la total amortización de los Certificados Bursátiles (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual") y que regirá precisamente durante el periodo de intereses. La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.24% a la tasa de rendimiento anual de la TIIE a plazo de 28 días, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses o intereses moratorios, según corresponda, dada a conocer por el Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine, o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación, incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 Días Hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día Hábil más próximo a dicha fecha.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada 28 días en las fechas señaladas en el calendario inserto en el título respectivo. En el caso de que cualquiera de las fechas antes mencionadas sea un día inhábil, los intereses se

Intereses moratorios:	liquidarán el Día Hábil inmediato siguiente, calculándose en todo caso los intereses respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago correspondiente, en el domicilio de Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma 255, 3er. Piso, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México. En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada periodo. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2011-003-01
CLAVE DE PIZARRA:	PEMEX 11U^(b)
Plazo de vigencia de esta emisión:	3,640 días.
Monto de esta emisión:	653,380,800 UDIS.
Fecha de emisión:	3 de octubre de 2011.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.	3 de octubre de 2011.
Fecha de vencimiento:	20 de septiembre de 2021.
Tasa de Interés Bruto Anual Fija aplicable a la Emisión:	3.55%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título respectivo y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 182 días, computado a partir de la fecha de emisión, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 3.55% (la "Tasa de Interés Bruto Anual"), la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la Emisión. Los intereses que devengarán los Certificados Bursátiles se computarán al inicio de cada periodo de intereses de 182 días. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título correspondiente.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada 182 días en las fechas señaladas en el calendario inserto en el título respectivo o, si fuere inhábil, el siguiente Día Hábil, durante la vigencia de la emisión en el domicilio del Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de

	días efectivamente transcurridos durante cada periodo. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2011-003-02
CLAVE DE PIZARRA:	PEMEX 11-3^(*)
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	3,640 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	3,282 días.
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	\$10,000,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	\$10,000,000,000.00
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$20,000,000,000.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	7 de diciembre de 2011.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	29 de noviembre de 2012.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	7 de diciembre de 2011.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	29 de noviembre de 2012.
Fecha de vencimiento:	24 de noviembre de 2021.
Tasa de Interés Bruto Anual Fija aplicable a la Emisión:	7.65%
GDN:	Significa el instrumento denominado <i>Global Depositary Note</i> el cual tendrá 1 Certificado Bursátil como valor subyacente. Los GDN serán emitidos por Citibank N.A. u obtenerse su creación, mediante la entrega de un Certificado Bursátil a Citibank N.A. Cada GDN otorgará los mismos derechos que el respectivo Certificado Bursátil subyacente, en el entendido que los derechos no pecuniarios respecto del Certificado Bursátil subyacente de cada GDN podrán ejercerse a través de Banco Nacional de México, S.A., integrante del Grupo Financiero Banamex, quien tendrá el carácter de custodio, en Indeval, de Citibank N.A.
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título respectivo, y en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 182 días, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 7.65% (la "Tasa de Interés Bruto Anual"), la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la Emisión. Los intereses que devengarán los Certificados Bursátiles se computarán al inicio de cada periodo de intereses de 182 días. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título

Periodicidad en el pago de intereses:	correspondiente. Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada Periodo de Intereses. En el caso de que cualquiera de las fechas de Periodo de Intereses sea un día inhábil, los intereses se liquidarán el Día Hábil inmediato siguiente, calculándose en todo caso los intereses respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago correspondiente, en el domicilio de Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.
Amortización Total Anticipada Voluntaria:	Si como resultado de un cambio en, o una modificación a, las leyes, reglamentos u otras disposiciones generales en materia fiscal vigentes en México, o cualquier cambio en, o una modificación a, la interpretación oficial o aplicación de dichas leyes, reglamentos u otras disposiciones generales por parte de alguna autoridad competente que resulten en que la tasa de retención aplicable a los pagos de interés que se realicen a los Tenedores extranjeros de los Certificados Bursátiles que sean subyacentes de un GDN, sea igual o mayor al 10%, la Emisora podrá amortizar, únicamente de manera total, los Certificados Bursátiles en cualquier momento antes de la Fecha de Pago del Principal y siempre que se trate de una fecha de pago de intereses conforme a la sección "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título correspondiente, después de notificar por escrito a Indeval, al Representante Común y a la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. (a través de los medios que se determinen) en un plazo no menor a 30 días y no mayor a 60 días de anticipación a la fecha de amortización, a un precio igual a la suma de (a) 100% del monto principal de los Certificados Bursátiles vigentes; (b) los intereses que se hayan devengado pero no pagado hasta, pero no incluyendo, la fecha establecida para el pago de dicha amortización anticipada y (c) cualquier otra cantidad adicional que se adeude a los Tenedores hasta, pero sin incluir, la fecha de pago de dicha amortización.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada periodo. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2011-003-03
CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 12U⁽⁶⁾
Plazo de vigencia de esta emisión:	5,642 días.
Monto de esta emisión:	721,564,000 UDIS.
Fecha de emisión:	29 de noviembre de 2012.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.	29 de noviembre de 2012.
Fecha de vencimiento:	11 de mayo de 2028.
Tasa de Interés Bruto Anual Fija aplicable a la Emisión:	3.02%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del

	título respectivo y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 182 días, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 3.02% (la "Tasa de Interés Bruto Anual", expresada en porcentaje), la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la Emisión. Los intereses que devengarán los Certificados Bursátiles se computarán al inicio de cada periodo de intereses de 182 días. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título correspondiente.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada Periodo de Intereses. En el caso de que cualquiera de las fechas de Periodo de Intereses fuere inhábil, los intereses se liquidarán el siguiente Día Hábil, durante la vigencia de la emisión en el domicilio del Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, D.F., México.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo en que ocurra y continúe el incumplimiento. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2012-004-01
CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 12⁽⁹⁾
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	1,820 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	1,707 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	1,612 días.
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	\$11,500,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	\$2,500,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	\$2,500,000,000.00
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$16,500,000,000.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	29 de noviembre de 2012.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	22 de marzo de 2013.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	25 de junio de 2013

Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	29 de noviembre de 2012.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	22 de marzo de 2013.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	25 de junio de 2013
Fecha de vencimiento:	23 de noviembre de 2017.
Tasa de Interés aplicable al primer periodo de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	5.03%
Tasa de Interés aplicable al primer periodo de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	4.50%
Tasa de Interés aplicable al primer periodo de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	4.47%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título respectivo y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 28 días (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual") y que regirá precisamente durante el periodo de intereses correspondiente. La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.18% a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio a plazo de 28 días, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, dada a conocer por el Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine, o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación, incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 Días Hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día Hábil más próximo a dicha fecha.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán en cada fecha de pago de intereses señaladas en el calendario inserto en el título respectivo. En el caso de que cualquiera de las fechas de pago de intereses sea un día inhábil, los intereses se liquidarán el Día Hábil inmediato siguiente, calculándose en todo caso los intereses respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, mediante transferencia electrónica en el domicilio de Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma 255, 3er. Piso, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada periodo. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina

Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México. 0290-5.10-2012-004-02
CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 13⁽⁹⁾
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	1,988 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	1,905 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	1,855 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	1,702 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	1,631 días.
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	\$5,000,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	\$1,100,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	\$2,000,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	\$1,500,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	\$5,000'000,000.00
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$14,600'000,000.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	19 de septiembre de 2013.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	11 de diciembre de 2013.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	30 de enero de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	2 de julio de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	11 de septiembre de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	19 de septiembre de 2013.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	11 de diciembre de 2013.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	30 de enero de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	2 de julio de 2014.

Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	11 de septiembre de 2014.
Fecha de vencimiento:	28 de febrero de 2019.
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título respectivo y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 28 días (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual") y que regirá precisamente durante el periodo de intereses correspondiente. La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.06% a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio a plazo de 28 días, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, dada a conocer por el Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine, o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación, incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 Días Hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día Hábil más próximo a dicha fecha.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán en cada fecha de pago de intereses señaladas en el calendario inserto en el título respectivo. En el caso de que cualquiera de las fechas de pago de intereses sea un día inhábil, los intereses se liquidarán el Día Hábil inmediato siguiente, calculándose en todo caso los intereses respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, mediante transferencia electrónica en el domicilio de Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma 255, 3er. Piso, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, D.F.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada periodo. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2012-004-03 y 0290-5.10-2014-005-01
CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 13-2^{(9)(e)}
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	4,004 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	3,928 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	3,878 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles	3,725 días.

Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	3,654 días.
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	\$10,400,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	\$8,500,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	\$7,500,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	\$11,000'000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	\$19,999'269,100.00
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$57,399'269,100.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	26 de septiembre de 2013.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	11 de diciembre de 2013.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	30 de enero de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	2 de julio de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	11 de septiembre de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	26 de septiembre de 2013.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	11 de diciembre de 2013.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	30 de enero de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	2 de julio de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	11 de septiembre de 2014.
Fecha de vencimiento:	12 de septiembre de 2024.
GDN:	Significa el instrumento denominado <i>Global Depositary Note</i> el cual tendrá un Certificado Bursátil como valor subyacente. Los GDN serán emitidos por Citibank N.A. u obtenerse su creación, mediante la entrega de un Certificado Bursátil a Citibank N.A. Cada GDN otorgará los mismos derechos que el respectivo Certificado Bursátil subyacente, en el entendido que los derechos no pecuniarios respecto del Certificado Bursátil subyacente de cada GDN podrán ejercerse a través de Banco Nacional de México, S.A., integrante del Grupo Financiero Banamex, quien tendrá el carácter de custodio, en Indeval, de Citibank N.A.

Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título respectivo, y en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 182 días, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 7.19% (la "Tasa de Interés Bruto Anual"), la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la Emisión. Los intereses que devengarán los Certificados Bursátiles se computarán al inicio de cada periodo de intereses de 182 días. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título correspondiente.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada Periodo de Intereses. En el caso de que cualquiera de las fechas de Periodo de Intereses sea un día inhábil, los intereses se liquidarán el Día Hábil inmediato siguiente, calculándose en todo caso los intereses respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago correspondiente, en el domicilio de Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.
Amortización Total Anticipada Voluntaria:	Si como resultado de un cambio en, o una modificación a, las leyes, reglamentos u otras disposiciones generales en materia fiscal vigentes en México, o cualquier cambio en, o una modificación a, la interpretación oficial o aplicación de dichas leyes, reglamentos u otras disposiciones generales por parte de alguna autoridad competente que resulten en que la tasa de retención aplicable a los pagos de interés que se realicen a los Tenedores extranjeros de los Certificados Bursátiles que sean subyacentes de un GDN, sea igual o mayor al 10%, la Emisora podrá amortizar, únicamente de manera total, los Certificados Bursátiles en cualquier momento antes de la Fecha de Pago del Principal y siempre que se trate de una fecha de pago de intereses conforme a la sección "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título correspondiente, después de notificar por escrito a Indeval, al Representante Común y a la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. (a través de los medios que se determinen) en un plazo no menor a 30 días y no mayor a 60 días de anticipación a la fecha de amortización, a un precio igual a la suma de (a) 100% del monto principal de los Certificados Bursátiles vigentes; (b) los intereses que se hayan devengado pero no pagado hasta, pero no incluyendo, la fecha establecida para el pago de dicha amortización anticipada y (c) cualquier otra cantidad adicional que se adeude a los Tenedores hasta, pero sin incluir, la fecha de pago de dicha amortización.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada periodo. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2012-004-04 y 0290-5.10-2014-005-02

CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 14U ⁽¹⁾
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	4,368 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	4,215 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	4,144 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	4,067 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	3,991 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la quinta reapertura de esta emisión:	3,836 días.
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	588,434,900 UDIS.
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	487,171,500 UDIS.
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	968,671,700 UDIS.
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	325,000,000 UDIS.
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	565,886,800 UDIS.
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la quinta reapertura de esta emisión:	183,941,400 UDIS.
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	3,119,106,300 UDIS.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	30 de enero de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	2 de julio de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	11 de septiembre de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	27 de noviembre de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	11 de febrero de 2015.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la quinta reapertura de esta emisión:	16 de julio de 2015.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	30 de enero de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	2 de julio de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	11 de septiembre de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la tercera reapertura de esta emisión:	27 de noviembre de 2014.

esta emisión:	
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la cuarta reapertura de esta emisión:	11 de febrero de 2015.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la quinta reapertura de esta emisión:	16 de julio de 2015.
Fecha de vencimiento:	15 de enero de 2026.
Tasa de Interés Bruto Anual Fija aplicable a la Emisión:	3.94%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título respectivo y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 182 días, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 3.94% (la "Tasa de Interés Bruto Anual", expresada en porcentaje), la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la Emisión. Los intereses que devengarán los Certificados Bursátiles se computarán al inicio de cada periodo de intereses de 182 días. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título correspondiente.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada Periodo de Intereses. En el caso de que cualquiera de las fechas de Periodo de Intereses fuere inhábil, los intereses se liquidarán el siguiente Día Hábil, durante la vigencia de la emisión en el domicilio del Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo en que ocurra y continúe el incumplimiento. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2012-004-05 y 0290-5.10-2014-005-03
CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 14⁽⁹⁾
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	2,184 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	2,108 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	1,953 días.
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	\$5,000'000,000.00

Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	\$4,300'000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	\$650,000,000.00
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$9,950'000,000.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	27 de noviembre de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	11 de febrero de 2015.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	16 de julio de 2015.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	27 de noviembre de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	11 de febrero de 2015.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	16 de julio de 2015.
Fecha de vencimiento:	19 de noviembre de 2020.
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título correspondiente, a partir de la Fecha de Emisión y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada Período de Intereses de 28 días (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual") y que registrará precisamente durante el Período de Intereses correspondiente. La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.15% a la tasa de rendimiento anual de la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio ("Tasa de Interés de Referencia" expresada en porcentaje) a plazo de 28 días, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días naturales efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses o intereses moratorios, según corresponda, dada a conocer por el Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine, o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación, incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 Días Hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día Hábil más próximo a dicha fecha.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses ordinarios que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada 28 días en las fechas señaladas en el calendario inserto en el título, así como en el Suplemento correspondientes. En el caso de que cualquiera de las fechas antes mencionadas sea un día inhábil, los intereses ordinarios se liquidarán el Día Hábil inmediato siguiente, calculándose en todo caso los intereses ordinarios respectivos por el número de días naturales efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, en el domicilio de Indeval, ubicado en Avenida Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el

	momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable al último periodo o durante cada período de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de días naturales efectivamente transcurridos durante cada período, según corresponda. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2014-005-04
CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 14-2⁽⁹⁾
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	4,368 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	4,292 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	4,137 días.
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	\$8,301'388,800.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	\$17,000'000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	\$6,100'000,000.00
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$31,401'388,800.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	27 de noviembre de 2014.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	11 de febrero de 2015.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	16 de julio de 2015.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	27 de noviembre de 2014.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	11 de febrero de 2015.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la segunda reapertura de esta emisión:	16 de julio de 2015.
Fecha de vencimiento:	12 de noviembre de 2026.
Tasa de Interés Bruto Anual Fija aplicable a la Emisión:	7.47%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del Título correspondiente, a partir de la Fecha de Emisión y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que

Periodicidad en el pago de intereses:	el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada período de intereses de 182 días, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 7.47% (la "Tasa de Interés Bruto Anual"), la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la Emisión. Los intereses ordinarios que devengarán los Certificados Bursátiles se computarán al inicio de cada período de intereses de 182 días. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título correspondiente. Los intereses ordinarios que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán en cada fecha de pago de intereses, contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida el Indeval o, en su caso, el Día Hábil inmediato siguiente calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días naturales efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, en el domicilio de Indeval, ubicado en Avenida Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable a la Emisión. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Características:	Los Certificados Bursátiles pueden ser liquidados en el sistema Euroclear u otro sistema similar fuera de México en los términos previstos en la documentación de esta emisión. Los Certificados Bursátiles están listados también en el Irish Stock Exchange (Bolsa de Valores de Irlanda).
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2014-005-05
CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 15⁽³⁾
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	1,092 días.
Monto de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$1,357,736,800.00.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	30 de septiembre de 2015.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	30 de septiembre de 2015.
Fecha de vencimiento:	5 de septiembre de 2035.
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título correspondiente, a partir de la Fecha de Emisión y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada Período de Intereses de 28 días (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual") y que regirá precisamente durante el Período de Intereses correspondiente. La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.35% a la tasa de rendimiento

	anual de la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio ("Tasa de Interés de Referencia" expresada en porcentaje) a plazo de 28 días, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días naturales efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses o intereses moratorios, según corresponda, dada a conocer por el Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine, o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación, incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 Días Hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día Hábil más próximo a dicha fecha.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses ordinarios que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán en cada fecha de pago de intereses, contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida el Indeval o, en su caso, el Día Hábil inmediato siguiente calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días naturales efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, en el domicilio de Indeval, ubicado en Avenida Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.
Amortización total anticipada voluntaria:	Si como resultado de un cambio en, o una modificación a, las leyes, reglamentos u otras disposiciones generales en materia fiscal vigentes en México, o cualquier cambio en, o una modificación a, la interpretación oficial o aplicación de dichas leyes, reglamentos u otras disposiciones generales por parte de alguna autoridad competente que resulten en que la tasa de retención aplicable a los pagos de interés que se realicen a los tenedores extranjeros de los Certificados Bursátiles que sean liquidados a través de Euroclear u otros sistemas de liquidación similares fuera de México, sea igual o mayor al 10% (diez por ciento), la Emisora podrá amortizar, total pero no parcialmente, los Certificados Bursátiles, en cualquier momento antes de la Fecha de Vencimiento y siempre que se trate de una fecha de pago de intereses conforme a la sección "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título de la presente emisión, después de notificar por escrito a Indeval, al Representante Común y a la BMV (a través de los medios que se determinen) en un plazo no menor a 30 (treinta) días y no mayor a 60 (sesenta) días de anticipación a la fecha de amortización, a un precio igual a la suma de (a) 100% (cien por ciento) del monto principal de los Certificados Bursátiles vigentes; (b) los intereses que se hayan devengado pero no pagado hasta, pero no incluyendo, la fecha establecida para el pago de dicha amortización anticipada y (c) cualquier otra cantidad adicional que se deba a los Tenedores hasta, pero sin incluir, la fecha de pago de dicha amortización.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable a la Emisión. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Características:	Los Certificados Bursátiles pueden ser liquidados en el sistema Euroclear u otro sistema similar fuera de México en los términos previstos en la documentación de esta emisión.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2014-005-06

CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 15U ⁹
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	7,280 días.
Monto de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	1,138,056,400 UDIS.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	30 de septiembre de 2015.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	30 de septiembre de 2015.
Fecha de vencimiento:	5 de septiembre de 2035.
Tasa de Interés Bruto Anual Fija aplicable a la Emisión:	5.23%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del Título correspondiente, a partir de la Fecha de Emisión y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada período de intereses de 182 días, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 5.23% (la "Tasa de Interés Bruto Anual"), la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la Emisión. Los intereses ordinarios que devengarán los Certificados Bursátiles se computarán al inicio de cada período de intereses de 182 días. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título correspondiente.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses ordinarios que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán en cada fecha de pago de intereses, contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida el Indeval o, en su caso, el Día Hábil inmediato siguiente calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días naturales efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, en el domicilio de Indeval, ubicado en Avenida Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable a la Emisión. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Amortización total anticipada voluntaria:	Si como resultado de un cambio en, o una modificación a, las leyes, reglamentos u otras disposiciones generales en materia fiscal vigentes en México, o cualquier cambio en, o una modificación a, la interpretación oficial o aplicación de dichas leyes, reglamentos u otras disposiciones generales por parte de alguna autoridad competente que resulten en que la tasa de retención aplicable a los pagos de interés que se realicen a los tenedores extranjeros de los Certificados Bursátiles que sean liquidados a través de Euroclear u otros sistemas de liquidación similares fuera de México, sea igual o mayor al 10% (diez por ciento), la Emisora podrá amortizar, total pero no parcialmente, los Certificados Bursátiles, en cualquier momento antes de la Fecha

Características:	de Vencimiento y siempre que se trate de una fecha de pago de intereses conforme a la sección "Periodicidad en el Pago de Intereses" del presente título, después de notificar por escrito a Indeval, al Representante Común y a la BMV (a través de los medios que se determinen) en un plazo no menor a 30 (treinta) días y no mayor a 60 (sesenta) días de anticipación a la fecha de amortización, a un precio igual a la suma de (a) 100% (cien por ciento) del monto principal de los Certificados Bursátiles vigentes; (b) los intereses que se hayan devengado pero no pagado hasta, pero no incluyendo, la fecha establecida para el pago de dicha amortización anticipada y (c) cualquier otra cantidad adicional que se deba a los Tenedores hasta, pero sin incluir, la fecha de pago de dicha amortización. Los Certificados Bursátiles pueden ser liquidados en el sistema Euroclear u otro sistema similar fuera de México en los términos previstos en la documentación de esta emisión.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2014-005-07
CLAVE DE PIZARRA	PEMEX 16 ^(a)
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	1,288 días.
Monto de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$5,000,000,000.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	23 de marzo de 2016.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	23 de marzo de 2016.
Fecha de vencimiento:	2 de octubre de 2019.
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título correspondiente, a partir de la Fecha de Emisión y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada Período de Intereses de 28 días (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual") y que regirá precisamente durante el Período de Intereses correspondiente. La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 1.35% a la tasa de rendimiento anual de la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio ("Tasa de Interés de Referencia" expresada en porcentaje) a plazo de 28 días, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días naturales efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses o intereses moratorios, según corresponda, dada a conocer por el Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine, o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación, incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 Días Hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día Hábil más próximo a dicha fecha.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses ordinarios que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán en cada fecha de pago de intereses, contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida el Indeval o, en su caso, el Día Hábil inmediato siguiente calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días naturales efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, en el domicilio de Indeval, ubicado en Avenida Paseo de la Reforma 255, 3er piso, Colonia Cuauhtémoc, Delegación Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México.

Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable al último periodo o durante cada periodo en que ocurra el incumplimiento. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avenida Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2014-005-08

II.2. EMISIONES AMORTIZADAS EN SU TOTALIDAD EN LOS EJERCICIOS 2015 Y 2016 EN SU FECHA DE VENCIMIENTO

CLAVE DE PIZARRA:	PEMEX 09-2 ⁽²⁾
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	2,551 días.
Plazo de vigencia de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	2,502 días.
Monto de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	\$4,000,000,000.00
Monto de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	\$3,500,000,000.00
Monto total de los Certificados Bursátiles de esta emisión:	\$7,500,000,000.00
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	3 de abril de 2009.
Fecha de emisión de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	22 de mayo de 2009.
Tasa de referencia:	Tasa Fija.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Originales de esta emisión:	3 de abril de 2009.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. de los Certificados Bursátiles Adicionales de la primera reapertura de esta emisión:	22 de mayo de 2009.
Fecha de vencimiento:	28 de marzo de 2016.

Tasa de interés:	A partir de su fecha de emisión y en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal a una tasa anual igual a la tasa a que hace referencia el siguiente párrafo, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de aproximadamente 182 días y el último será irregular por 185 días, que tenga lugar antes de la amortización total de los Certificados Bursátiles, periodos que se determinarán conforme al calendario de pagos que aparece en el título que ampara esta emisión para el periodo de intereses de que se trate y que regirá para tal periodo de intereses. La tasa de interés bruto anual es de 9.15%, la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la emisión. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses a pagar en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título que ampara esta emisión.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán aproximadamente cada 182 días y el último periodo de pago será irregular, por 185 días, contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida Indeval, durante la vigencia de la emisión o, en su caso, el Día Hábil inmediato siguiente calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago correspondiente, si alguno de ellos no lo fuere conforme al calendario inserto en el título que ampara esta emisión.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles, se devengarán intereses moratorios sobre el principal insoluto de los Certificados Bursátiles en el momento del incumplimiento, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo en que ocurra y continúe el incumplimiento. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal y/o interés haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Av. Marina Nacional 329, Torre Ejecutiva, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2009-001-02
CLAVE DE PIZARRA:	PEMEX 11⁽²⁾
Plazo de vigencia de la emisión:	1,820 días.
Monto de esta emisión:	\$10,000,000,000.00
Fecha de emisión:	15 de marzo de 2011.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.	15 de marzo de 2011.
Fecha de vencimiento:	8 de marzo de 2016.
Tasa de interés aplicable al primer periodo de intereses:	5.07%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en la sección denominada "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título respectivo y, en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual

Periodicidad en el pago de intereses: Intereses moratorios:	sobre su valor nominal que el Representante Común calculará 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 28 días que tenga lugar antes de la total amortización de los Certificados Bursátiles (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual") y que regirá precisamente durante el periodo de intereses. La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la adición de 0.21% puntos porcentuales a la TIIE a plazo de 28 días, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses o intereses moratorios, según corresponda, dada a conocer por el Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine, o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación, incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 Días Hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día Hábil más próximo a dicha fecha. Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada 28 días, contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida Indeval, durante la vigencia de la emisión o, en su caso, el Día Hábil inmediato siguiente calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago correspondiente, si alguno de ellos no lo fuere conforme al calendario inserto en el título respectivo. En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el monto insoluto de los Certificados Bursátiles a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada periodo. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Av. Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México.
CLAVE DE PIZARRA:	PEM0001 09 SERIE "E"⁽²⁾
Plazo de vigencia de esta emisión: Monto de esta emisión: Fecha de emisión: Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. Fecha de vencimiento: Tasa de interés:	2,053 días. \$9,500,000,000.00 1 de diciembre de 2009. 1 de diciembre de 2009. 16 de julio de 2015. De conformidad con el calendario de pagos que aparece en el título correspondiente, y en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles Segregables devengarán un interés bruto anual fijo sobre su Valor Nominal, que el Representante Común dará a conocer 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 182 días, para lo cual el Representante Común deberá considerar una tasa de interés bruto anual de 9.91%, la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la emisión. El interés que devengarán los Certificados Bursátiles Segregables se computará al inicio de cada periodo de intereses de 182 días.

	Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. Para determinar el monto de intereses pagaderos en cada periodo respecto de los Certificados Bursátiles, el Representante Común utilizará la fórmula establecida en el título correspondiente.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada 182 días, contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida Indeval, durante la vigencia de la emisión, calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago correspondiente, conforme al calendario de pagos de intereses que se establece en el título correspondiente.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal de los Certificados Bursátiles Segregables, se devengarán intereses moratorios sobre el principal insoluto de los Certificados Bursátiles Segregables en el momento del incumplimiento, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo en que ocurra y continúe el incumplimiento. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Av. Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Petróleos Mexicanos, C.P. 11311, México D.F.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2009-002-01
CLAVE DE PIZARRA:	PEMEX 10⁽²⁾
Plazo de vigencia de la emisión:	1,820 días.
Monto de la emisión:	\$7,959,779,500.00
Fecha de emisión:	8 de febrero de 2010.
Fecha de registro y liquidación en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.	8 de febrero de 2010.
Fecha de vencimiento:	2 de febrero de 2015.
Tasa de interés aplicable al primer periodo de intereses:	5.59%
Tasa de interés:	De conformidad con el calendario de pagos que aparece en el título que documenta la presente emisión y en tanto no sean amortizados en su totalidad, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal que el Representante Común calculará 2 Días Hábiles anteriores al inicio de cada periodo de intereses de 28 días que tenga lugar antes de la total amortización de los Certificados Bursátiles y que regirá precisamente durante el periodo de intereses. La tasa de interés bruto anual se calculará mediante la adición de 0.70 puntos porcentuales a la tasa de rendimiento anual de la TIIE a plazo de 28 días, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada periodo de intereses o intereses moratorios, según corresponda, dada a conocer por el Banco de México, por el medio masivo de comunicación que éste determine, o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación, incluso internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 Días Hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse como base la tasa comunicada en el Día Hábil más próximo a dicha fecha.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se

	liquidarán cada 28 días, contra la entrega de la constancia correspondiente que para tales efectos expida Indeval, durante la vigencia de la emisión o, en su caso, el Día Hábil inmediato siguiente calculándose los intereses ordinarios respectivos por el número de días efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago correspondiente, si alguno de ellos no lo fuere conforme al calendario inserto en el título correspondiente.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el monto insoluto de los Certificados Bursátiles a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada periodo de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada periodo. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento y hasta que la suma principal haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas de la Emisora ubicadas en Av. Marina Nacional 329, Piso 32, Colonia Petróleos Mexicanos, C.P. 11311, México D.F.
Número de inscripción en el Registro Nacional de Valores:	0290-5.10-2009-002-02

III. CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES DE CORTO PLAZO:

TIPO DE OFERTA: Primaria y nacional.

MONTO TOTAL AUTORIZADO DEL PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES: Hasta \$100,000,000,000.00 (Cien mil millones de pesos 00/100 M.N.) con carácter revolvable.

PLAZO DE VIGENCIA DEL PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES: El programa de Certificados Bursátiles de corto plazo tendrá una vigencia de 2 años, contados a partir de la fecha de autorización del mismo por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR STANDARD & POOR'S, S.A. DE C.V. AL PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES Y LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES QUE SE EMITAN BAJO DICHO PROGRAMA: "mxA-1+" es el grado más alto que otorga en su escala nacional, indica que la capacidad del emisor para cumplir sus compromisos sobre la obligación, es fuerte en comparación con otros emisores en el mercado nacional. Se agrega un signo de (+) a la calificación para indicar que la capacidad para cumplir los compromisos financieros sobre dichas obligaciones es extremadamente fuerte, en comparación con otros emisores en el mercado nacional.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR FITCH MÉXICO, S.A. DE C.V. AL PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES Y LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES QUE SE EMITAN BAJO DICHO PROGRAMA: "F1+(mex)" que significa la más alta capacidad de pago oportuno de los compromisos financieros respecto de otros emisores u obligaciones en el mismo país. Se agrega el signo (+) a la calificación asignada cuando el perfil de liquidez es particularmente fuerte.

CALIFICACIÓN OTORGADA POR HR RATINGS DE MÉXICO, S.A. DE C.V. AL PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES Y LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES QUE SE EMITAN BAJO DICHO PROGRAMA: "HR+1", la cual significa, que el emisor o emisión con esta calificación ofrece alta capacidad para el pago oportuno de obligaciones de deuda de corto plazo y mantienen el más bajo riesgo crediticio. A los instrumentos con relativa superioridad en las características crediticias se les asigna la calificación de HR+1.

REPRESENTANTE COMÚN DE LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES: Monex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Monex Grupo Financiero.

III.1. EMISIONES DE CORTO PLAZO⁽⁴⁾

III.1.1. Emisiones con plazo de vigencia de 28 días⁽⁵⁾:

Clave de pizarra	Plazo de la emisión	Monto de la emisión	Fecha de emisión y liquidación BMV	Fecha de vencimiento	Tasa de interés
PEMEX 00115	28 días	2'500,000,000.00	26/marzo/2015	23/abril/2015	Fija 3.13%
PEMEX 00315	28 días	2'500,000,000.00	23/abril/2015	21/mayo/2015	Fija 3.12%
PEMEX 00515	28 días	2'500,000,000.00	21/mayo/2015	18/junio/2015	Fija 3.17%
PEMEX 00615	28 días	2'500,000,000.00	18/junio/2015	16/julio/2015	Fija 3.16%

PEMEX 00815	28 días	2'500,000,000.00	30/julio/2015	27/agosto/2015	Fija 3.18%
PEMEX 01015	28 días	2'500,000,000.00	20/agosto/2015	17/septiembre/2015	Fija 3.22%
PEMEX 01115	28 días	2'500,000,000.00	8/octubre/2015	5/noviembre/2015	Fija 3.20%
PEMEX 01215	28 días	2'500,000,000.00	22/octubre/2015	19/noviembre/2015	Fija 3.19%
PEMEX 01315	28 días	2'500,000,000.00	29/octubre/2015	26/noviembre/2015	Fija 3.19%
PEMEX 01415	28 días	2'500,000,000.00	12/noviembre/2015	10/diciembre/2015	Fija 3.19%
PEMEX 01515	28 días	2'500,000,000.00	19/noviembre/2015	17/diciembre/2015	Fija 3.21%
PEMEX 01615	28 días	2'500,000,000.00	26/noviembre/2015	24/diciembre/2015	Fija 3.25%

III.1.1.1. Características aplicables a estas emisiones:

Tasa de Interés:	A partir de la Fecha de Emisión, y en tanto no sean amortizados, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual fijo sobre su valor nominal a la tasa de interés bruto anual prevista en Título de la emisión correspondiente (la "Tasa de Interés Bruto Anual"), la cual se mantendrá fija durante la vigencia de la Emisión. El interés que devengarán los Certificados Bursátiles se computará a partir de su Fecha de Emisión y hasta su Fecha de Vencimiento. Los cálculos para determinar la tasa y el monto de los intereses a pagar deberán comprender los días naturales efectivamente transcurridos hasta la Fecha de Vencimiento o, en caso de que dicha fecha no sea un Día Hábil, el Día Hábil inmediato siguiente, sin que lo anterior se considere un incumplimiento. Los cálculos se efectuarán cerrándose a centésimas. El Representante Común, dará a conocer por escrito a la CNBV y a Indeval (o a través de los medios que determinen) con por lo menos 2 (dos) Días Hábiles de anticipación a la Fecha de Vencimiento, el importe de los intereses a pagar. Asimismo, dará a conocer a la BMV a través del SEDI (o los medios que esta determine), el importe de intereses a pagar y la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable respecto de los Certificados Bursátiles con por lo menos 2 (dos) Días Hábiles de anticipación a la fecha de pago.
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán al vencimiento (el "Período de Intereses") o, si fuera inhábil, el siguiente Día Hábil, contra la entrega de las constancias que Indeval haya expedido.
Amortización anticipada total:	La Emisora tendrá el derecho más no la obligación de pagar anticipadamente la totalidad de los Certificados Bursátiles en cualquier momento durante la vigencia de la Emisión, en cuyo caso, pagará a los Tenedores, en su caso, una prima sobre el valor nominal de los Certificados Bursátiles, la cual será equivalente a 0.25% anualizado por cada día natural a transcurrir entre la fecha en que el prepago tenga lugar y la fecha de vencimiento original de los Certificados Bursátiles (la "Prima"). Para tales efectos, la Emisora publicará, con cuando menos 6 (seis) Días Hábiles de anticipación a la fecha en que pretenda amortizar anticipadamente los Certificados Bursátiles, el aviso respectivo en la sección "Empresas Emisoras" en el apartado "Eventos Relevantes" a través de EMISNET y también lo entregará, con la misma anticipación, al Representante Común, a la CNBV, a Indeval y a la BMV, a través de los medios que esta última determine, incluido el EMISNET. Dicho aviso contendrá, como mínimo, la fecha en que se hará el pago anticipado y el importe de intereses, principal y, en su caso, el importe de la Prima a pagar. En caso de que la Emisora haya notificado su intención de amortizar anticipadamente la Emisión, y posterior a la fecha de notificación al Representante Común, decida no ejercer su derecho respecto de la amortización total anticipada, deberán notificar por escrito al Representante Común con por lo menos 2 (dos) Días Hábiles antes de la fecha de pago en que pretendía llevar a cabo dicha amortización anticipada total, lo anterior a efecto de que el Representante

Intereses moratorios:

Común informe lo conducente a Indeval en ese mismo plazo. En caso de que la fecha señalada para llevar a cabo la amortización de los Certificados Bursátiles no sea un Día Hábil entonces la amortización se llevará a cabo el Día Hábil inmediato siguiente, sin que dicha situación sea considerada como un incumplimiento.

En caso de incumplimiento en el pago oportuno de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 (dos) puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable a la Emisión. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento sobre una base de 360 (trescientos sesenta) días y por el número de días efectivamente transcurridos y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas del Representante Común ubicadas en Avenida Paseo de la Reforma 284, Piso 9, Colonia Juárez C.P. 06600, Ciudad de México. Lo anterior, en el entendido que cualquier importe pagado se aplicará, en primer término a cubrir el pago de cualquier Prima que pudiera resultar aplicable, después a intereses devengados y no pagados (moratorios y ordinarios, en ese orden) y, posteriormente, a principal.

III.1.2. Emisiones con plazo de vigencia de 84 días⁽⁵⁾:

Clave de pizarra	Plazo emisión	Monto de la emisión	Fecha de emisión y liquidación BMV	Fecha de vencimiento	Tasa de interés de la emisión	Tasa 1er periodo
PEMEX 00215	84 días	2'500,000,000.00	16/abril/2015	9/julio/2015	TIE 28 días menos 0.11%	3.17%
PEMEX 00415	84 días	2'500,000,000.00	14/mayo/2015	6/agosto/2015	TIE 28 días menos 0.11%	3.19%
PEMEX 00715	84 días	2'500,000,000.00	16/julio/2015	8/octubre/2015	TIE 28 días menos 0.09%	3.22%
PEMEX 00915	84 días	2'500,000,000.00	13/agosto/2015	5/noviembre/2015	TIE 28 días menos 0.02%	3.29%

III.1.2.1. Características aplicables a estas emisiones:

Tasa de interés:

A partir de la Fecha de Emisión, y en tanto no sean amortizados totalmente, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal, que el Representante Común calculará 2 (dos) Días Hábiles previos al inicio de cada Periodo de Intereses (la "Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual") y que regirá durante el Periodo de Intereses siguiente. Para el primer Periodo de Pago de Intereses, los Certificados Bursátiles devengarán un interés bruto anual sobre su valor nominal considerando la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable al primer Periodo de Intereses que será la que corresponda al mismo día de la subasta. La tasa de interés bruto anual (la "Tasa de Interés Bruto Anual") se calculará mediante la disminución del porcentaje indicado en el Título correspondiente (la "Sobretasa") a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio ("TIE" o "Tasa de Interés de Referencia") a plazo de 28 (veintiocho) días, capitalizada o, en su caso, equivalente al número de días naturales efectivamente transcurridos hasta la fecha de pago de intereses correspondiente, que sea dada a conocer por el Banco de México, a través del medio masivo de comunicación que éste determine, o a través de cualquier otro medio electrónico, de cómputo o telecomunicación, incluso Internet, autorizado al efecto por dicho Banco, en la Fecha de Determinación de la Tasa de Interés Bruto Anual o, en su defecto, dentro de los 22 (veintidós) Días Hábiles anteriores a la misma, en cuyo caso deberá tomarse la tasa comunicada el Día

	Hábil más próximo a dicha fecha. En caso que la TIIE desaparezca, el Representante Común utilizará como tasa sustituta para determinar la Tasa de Interés Bruto Anual, aquella tasa que el Banco de México determine como tasa sustituta de la TIIE (la "Tasa Sustituta TIIE").
Periodicidad en el pago de intereses:	Los intereses que devenguen los Certificados Bursátiles se liquidarán cada 28 (veintiocho) días (el "Período de Intereses"), conforme al calendario incluido en el Título de la Emisión o, si fuera inhábil, el siguiente Día Hábil, durante la vigencia de la Emisión, contra la entrega de las constancias que Indeval haya expedido.
Intereses moratorios:	En caso de incumplimiento en el pago oportuno de principal o intereses ordinarios de los Certificados Bursátiles, se devengarán en el momento del incumplimiento y en tanto continúe el mismo, intereses moratorios sobre el saldo insoluto de los Certificados Bursátiles, a una tasa anual igual al resultado de sumar 2 (dos) puntos porcentuales a la Tasa de Interés Bruto Anual aplicable durante cada período de cálculo de dicha tasa o equivalente al número de días efectivamente transcurridos durante cada período. Los intereses moratorios serán pagaderos a la vista desde la fecha en que tenga lugar el incumplimiento sobre una base de 360 (trescientos sesenta) días y por el número de días efectivamente transcurridos y hasta que la suma de principal o intereses haya quedado íntegramente cubierta. La suma que se adeude por concepto de intereses moratorios deberá ser cubierta en las oficinas del Representante Común ubicadas en Av. Paseo de la Reforma 284, Piso 9, Colonia Juárez C.P. 06600, Ciudad de México. Lo anterior, en el entendido que cualquier importe pagado se aplicará, en primer término a cubrir el pago de cualquier Prima que pudiera resultar aplicable, después a intereses devengados y no pagados (moratorios y ordinarios, en ese orden) y, posteriormente, a principal.

III.1.3. Tanto las emisiones a 28 días como aquellas celebradas con un plazo de 84 días, tuvieron la opción de que la Emisora realizará su amortización total de manera anticipada voluntaria, en los siguientes términos:

Amortización total anticipada voluntaria:	Si como resultado de un cambio en, o una modificación a, las leyes, reglamentos u otras disposiciones generales en materia fiscal vigentes en México, o cualquier cambio en, o una modificación a, la interpretación oficial o aplicación de dichas leyes, reglamentos u otras disposiciones generales por parte de alguna autoridad competente que resulten en que la tasa de retención aplicable a los pagos de interés que se realicen a los tenedores extranjeros de los Certificados Bursátiles que sean liquidados a través de Euroclear u otros sistemas de liquidación similares fuera de México, sea igual o mayor al 10% (diez por ciento), la Emisora podrá amortizar, total pero no parcialmente, los Certificados Bursátiles, en cualquier momento antes de la Fecha de Vencimiento y siempre que se trate de una fecha de pago de intereses conforme a la sección "Periodicidad en el Pago de Intereses" del título de la presente emisión, después de notificar por escrito a Indeval, al Representante Común y a la BMV (a través de los medios que se determinen) en un plazo no menor a 30 (treinta) días y no mayor a 60 (sesenta) días de anticipación a la fecha de amortización, a un precio igual a la suma de (a) 100% (cien por ciento) del monto principal de los Certificados Bursátiles vigentes; (b) los intereses que se hayan devengado pero no pagado hasta, pero no incluyendo, la fecha establecida para el pago de dicha amortización anticipada y (c) cualquier otra cantidad adicional que se deba a los Tenedores hasta, pero sin incluir, la fecha de pago de dicha amortización.

-
- (1) Los términos con mayúscula inicial utilizados en este reporte anual y que no se encuentren definidos de otra manera en el mismo, tendrán el significado que se les atribuye en los títulos que documentan cada una de las emisiones aquí mencionadas.
 - (2) Emisiones bajo el Programa Dual de Certificados Bursátiles autorizado por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante oficio No. 153/78474/2009 de fecha 30 de marzo de 2009 y modificado mediante oficios No. 153/79145/2009 de fecha 29 de octubre de 2009; No. 153/31454/2011 de fecha 12 de septiembre de 2011; No. 153/9250/2012 de fecha 23 de noviembre de 2012 y No. 153/6949/2013 de fecha 13 de junio de 2013.
 - (3) Emisiones bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado mediante oficio No. 153/106848/2014 de fecha 24 de junio de 2014.
 - (4) Emisiones bajo el Programa de Certificados Bursátiles de Corto Plazo autorizado mediante oficio No. 153/5204/2015 de fecha 24 de marzo de 2015, inscrito en el Registro Nacional de Valores bajo el número 0290-5.11-2015-004.
 - (5) Todas las emisiones de Certificados Bursátiles de Corto Plazo fueron amortizadas en su totalidad durante el ejercicio 2015 en la fecha de vencimiento de cada una de ellas, por lo que a la fecha no existen emisiones vigentes bajo ese programa.

La inscripción de los valores de la Emisora en el Registro Nacional de Valores no implica certificación sobre la bondad de los valores, la solvencia de la Emisora o los Garantes o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en el reporte anual, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes.

La Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante los oficios números 153/5485/2015, 153/5766/2015 y 153/105377/2016 de fechas 30 de junio y 23 de septiembre de 2015, así como 16 de marzo de 2016, respectivamente, tomó nota de la inclusión de las empresas productivas subsidiarias Pemex Exploración y Producción, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Transformación Industrial y Pemex logística, así como sus respectivos sucesores y/o cesionarios, como Garantes de los Certificados Bursátiles de Largo Plazo, en términos del Convenio de Responsabilidad Solidaria para Operaciones Nacionales de fecha 3 de febrero de 2003 y de los Certificados de Designación correspondientes.

Asimismo, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante los oficios números 153/5443/2015, 153/5616/2015, 153/5807/2015 y 153/5915/2015, de fechas 18 de junio, 10 de agosto, 7 de octubre y 4 de noviembre de 2015, respectivamente, tomó nota de la inclusión de dichas empresas productivas subsidiarias y sus respectivos sucesores y/o cesionarios, como Garantes de los Certificados Bursátiles de Corto Plazo, conforme a lo dispuesto por el Convenio y Certificados citados.

En términos de los artículos transitorios de los acuerdos de creación de cada una de las empresas productivas subsidiarias que fungen como Garantes, no se afectan las obligaciones de pago contraídas y las garantías otorgadas con anterioridad a la entrada en vigor dichos acuerdos, en México y en el extranjero, por la Emisora, así como por Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica o Pemex-Petroquímica, de las que sean causahabientes cada una de las empresas productivas subsidiarias, según corresponda. Asimismo, cada uno de los Garantes adquiere todos los bienes, derechos y obligaciones que le sean transmitidos con motivo de la reorganización corporativa de la Emisora, para lo cual las transmisiones respectivas se estarán llevando a cabo mediante la suscripción de las actas de transferencia necesarias de conformidad con lo dispuesto por dichos artículos transitorios.

Los Certificados Bursátiles, objeto de las emisiones realizadas por la Emisora, se encuentran inscritos en el Registro Nacional de Valores y son objeto de inscripción en el listado correspondiente de la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

ÍNDICE

Página

1) INFORMACIÓN GENERAL

a)	Glosario de términos y definiciones	3
b)	Resumen ejecutivo.....	7
c)	Factores de riesgo	16
d)	Otros valores.....	24
e)	Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el RNV.....	26
f)	Destino de los fondos.....	26
g)	Documentos de carácter público.....	26

2) LA EMISORA

a)	Historia y desarrollo de la Emisora.....	27
b)	Descripción del negocio	40
A.	Actividad principal.....	40
B.	Canales de distribución	98
C.	Patentes, licencias, marcas y otros contratos.....	100
D.	Principales clientes	106
E.	Legislación aplicable y situación tributaria.....	110
F.	Recursos humanos.....	120
G.	Desempeño ambiental	121
H.	Información de mercado	128
I.	Estructura corporativa	133
J.	Descripción de sus principales activos	134
K.	Procesos judiciales, administrativos o arbitrales	134
L.	Dividendos.....	141

3) INFORMACIÓN FINANCIERA

a)	Información financiera seleccionada.....	142
b)	Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación	144
c)	Información de créditos relevantes	146
d)	Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad.....	148
i)	Resultados de la operación.....	152
ii)	Situación financiera, liquidez y recursos de capital	165
iii)	Control interno	194
e)	Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas	194

4) ADMINISTRACIÓN

a)	Auditores externos	198

b)	Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés.....	199
c)	Administradores y accionistas.....	200
d)	Estatutos sociales y otros convenios.....	234
5)	PERSONAS RESPONSABLES	235
6)	ANEXOS.....	
1.	Estados Financieros Consolidados Dictaminados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.....	
2.	Estados Financieros Consolidados Dictaminados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.....	

Ningún intermediario, apoderado para celebrar operaciones con el público o cualquier otra persona ha sido autorizado para proporcionar información o hacer cualquier declaración que no esté contenida en el reporte anual. Como consecuencia de lo anterior, cualquier información o declaración que no esté contenida en el reporte anual deberá entenderse como no autorizada por la Emisora o los Garantes.

Los anexos incluidos en el reporte anual forma parte integral del mismo.

1) INFORMACIÓN GENERAL

A continuación se presenta un glosario de ciertos términos y definiciones utilizados a lo largo del reporte anual, en el entendido de que algunos términos que aparecen en mayúscula inicial están definidos en otras secciones del mismo. Los términos definidos en el reporte anual podrán ser utilizados indistintamente en singular o plural.

a) Glosario de términos y definiciones

"ASF"	Auditoría Superior de la Federación.
"ASEA"	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección Ambiental para el Sector Hidrocarburos
"BMV"	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.
"bpced"	Barriles de petróleo crudo equivalente por día.
"bpd"	Barriles por día.
"BTU" o "BTUs"	Unidades Térmicas Británicas.
"CIEP"	Contratos Integrales de Exploración y Producción
"Certificados Bursátiles"	Títulos de crédito emitidos por la Emisora conforme a la Ley del Mercado de Valores y demás disposiciones relacionadas.
"CENAGAS"	Centro Nacional de Control del Gas Natural
"CFE"	Comisión Federal de Electricidad.
"CNBV"	Comisión Nacional Bancaria y de Valores.
"CNH"	Comisión Nacional de Hidrocarburos.
"COFECE"	Comisión Federal de Competencia Económica
"Compañías Subsidiarias"	P.M.I. Marine, Ltd.; Mex Gas Internacional, S.L.; PMI; P.M.I. Holdings, B.V.; P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.; P.M.I. Services North America, Inc.; Pemex Services Europe, Ltd.; P.M.I. Services, B.V.; Pemex Internacional España, S.A.; P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.; PMI Trading; P.M.I. Holdings North America, Inc.; Hijos de J. Barreras, S.A.; P.M.I. Field Management Resources, S.L.; P.M.I. Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.; PPQ Cadena Productiva, S. L.; Kot Insurance Co., AG; Pemex Procurement International, Inc.; Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V.; I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.; y Pemex Finance.
"Congreso de la Unión"	Congreso General de México que se compone por la Cámara de Diputados y la Cámara de Senadores.
"Constitución"	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
"Contrato Colectivo"	Convenio celebrado entre el Sindicato y la Emisora, por sí y en representación de las Entidades Subsidiarias con objeto de establecer las condiciones generales y especiales bajo las que se prestará el trabajo en dichos organismos.
"COPF"	Contratos de Obra Pública Financiada.
"CPG"	Complejo Procesador de Gas.
"CRE"	Comisión Reguladora de Energía.
"Decreto de la Reforma Energética"	Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía publicado, en el Diario Oficial de la Federación, el 20 de diciembre de 2013.

"Dólar", "dólares" o "EUA\$"	Moneda de curso legal en los Estados Unidos.
"Emisora"	Petróleos Mexicanos.
"Entidades Subsidiarias"	PEP, Pemex TRI, PCS, PPS, PL, PE y PF, y antes del 1 de noviembre de 2015 se refiere a los Organismos Subsidiarios, en términos de los acuerdos de creación de cada una de dichas empresas productivas subsidiarias.
"Estados Financieros Consolidados Dictaminados"	Estados Financieros consolidados dictaminados de PEMEX por el periodo que se indique.
"Estados Unidos" o "E.U.A."	Estados Unidos de América.
"Garantes"	PEP, Pemex TRI, PCS, PL y PPS.
"GDN"	<i>Global Depositary Notes</i> que tienen como valor subyacente un Certificado Bursátil de algunas de las emisiones de la Emisora.
"Gobierno Federal"	Administración Pública Federal en términos de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
"Grupo PMI"	PMI, PMI Trading y sus afiliadas.
"IEPS"	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.
"IFD"	Instrumentos Financieros Derivados.
"INIF"	Interpretación de las Normas de Información Financiera.
"INPC"	Índice Nacional de Precios al Consumidor.
"IVA"	Impuesto al Valor Agregado.
"km ² "	Kilómetros cuadrados.
"México"	Estados Unidos Mexicanos.
"Mbd"	Miles de barriles diarios.
"Mbdpce"	Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente.
"Mbpce"	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente.
"MMb"	Millones de barriles.
"MMbd"	Millones de barriles diarios.
"MMbpce"	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
"MMbpe"	Millones de barriles petróleo equivalente.
"MMMb"	Miles de millones de barriles.
"MMMbpce"	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
"MMpc"	Millones de pies cúbicos.
"MMpcd"	Millones de pies cúbicos diarios.
"MMMpc"	Miles de millones de pies cúbicos.
"MMMpcd"	Miles de millones de pies cúbicos diarios.
"Mpc"	Miles de pies cúbicos.
"Mtm"	Miles de toneladas métricas.
"NIF"	Normas de Información Financiera emitidas por el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A.C.
"NIIF"	Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.
"OPEP"	Organización de Países Productores y Exportadores de

	Petróleo.
"Organismos Subsidiarios"	Los organismos descentralizados Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica
"PEMEX" o la "Entidad"	La Emisora, las Entidades Subsidiarias y las Compañías Subsidiarias.
"PCS"	Empresa productiva subsidiaria Pemex Cogeneración y Servicios.
"PE"	Empresa productiva subsidiaria Pemex Etileno.
"PEP"	Empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción y antes del 1 de junio de 2015 se refiere al organismo descentralizado Pemex-Exploración y Producción.
"Pemex Finance"	Pemex Finance, Ltd.
"PF"	Empresa productiva subsidiaria Pemex Fertilizantes.
"Peso", "pesos" o "\$"	Moneda de curso legal en México.
"PGPB"	Organismo descentralizado Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
"PL"	Empresa productiva subsidiaria Pemex Logística.
"PMI"	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
"PMI Trading"	P.M.I. Trading, Ltd.
"Pemex TRI"	Empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación Industrial.
"PPQ"	Organismo descentralizado Pemex-Petroquímica.
"PPS"	Empresa productiva subsidiaria Pemex Perforación y Servicios.
"PR"	Organismo descentralizado Pemex-Refinación.
"PROFEPA"	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.
"Reporte Anual"	Reporte anual que se presenta de acuerdo con las disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores para el año terminado el 31 de diciembre de 2015.
"RNV"	Registro Nacional de Valores.
"SAT"	Servicio de Administración Tributaria.
"SEC"	<i>U.S. Securities and Exchange Commission.</i>
"SEMARNAT"	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
"Sindicato"	Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.
"SFP"	Secretaría de la Función Pública.
"SHCP"	Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
"TIIE"	Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio.
"TRR"	Tasa de Restitución de Reservas.
"UDIS"	Unidades de Inversión que se encuentran indexadas al INPC.

El Reporte Anual incluye ciertas declaraciones acerca del futuro de PEMEX. Estas declaraciones aparecen en diferentes partes del mismo y se refieren a la intención, la opinión o las expectativas actuales con respecto a los planes futuros y a las tendencias económicas y de mercado que afecten la situación financiera y los resultados de las operaciones de PEMEX. Estas declaraciones no deben ser interpretadas como una garantía de rendimiento futuro ya que implican riesgos e incertidumbre y los resultados reales pueden diferir de aquellos expresados en éstas, como consecuencia de distintos factores. La información contenida en el Reporte Anual, incluyendo, entre otras, las secciones "Factores de riesgo" y "Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad", identifican algunas circunstancias importantes que podrían causar tales diferencias. Se advierte a los inversionistas que tomen estas declaraciones de expectativas con las reservas del caso, ya que sólo se fundamentan en lo ocurrido hasta las fechas que se señalan en el Reporte Anual.

Presentación de la Información Financiera y Económica

En el Reporte Anual, las referencias hechas a "\$" o a "pesos", se refieren a pesos, moneda de curso legal en México y las referencias hechas a "EUA\$" o a "dólares", se refieren a dólares, moneda de curso legal en los Estados Unidos. Algunas cifras (incluidos porcentajes) contenidas en el Reporte Anual se han redondeado para facilitar su presentación y podrían no ser exactas debido a dicho redondeo. A menos que se indique de otro modo, la información financiera y económica de la Emisora, las Entidades Subsidiarias y las Compañías Subsidiarias contenida en el Reporte Anual se presenta al 31 de diciembre de 2015.

En el Reporte Anual, la Emisora presenta información financiera correspondiente a los ejercicios fiscales terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 elaborada conforme a las NIIF.

Presentación de la Información Operativa

A menos que se indique de otro modo, la información operativa de la Emisora, y las Entidades Subsidiarias contenida en el Reporte Anual se presenta al 31 de diciembre de 2015.

b) Resumen ejecutivo

A continuación se incluye un resumen de la información contenida en el Reporte Anual. Dicho resumen no incluye toda la información que debe tomarse en cuenta antes de tomar una decisión de inversión en los Certificados Bursátiles. Los inversionistas deben prestar especial atención a las consideraciones expuestas en la sección denominada “Factores de riesgo” misma que, conjuntamente con el resto de la información incluida en el Reporte Anual, debe ser leída con detenimiento por los posibles inversionistas.

PEMEX es la compañía más grande de México conforme a la edición de la revista Expansión de junio de 2015 y es el octavo productor de petróleo crudo y la décimo quinta compañía más grande de petróleo y gas en el mundo, de conformidad con el *Petroleum Intelligence Weekly* del 17 de noviembre de 2015 con base en información del año 2014.

El 20 de diciembre de 2013, el Decreto de la Reforma Energética fue publicado en el Diario Oficial de la Federación y entró en vigor el 21 de diciembre de 2013. 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 la Emisora 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 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.

A partir de la entrada en vigor de la Ley de Petróleos Mexicanos, la Emisora 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 crudo y demás hidrocarburos en México, incluyendo actividades de refinación, procesamiento de gas, proyectos de ingeniería y de investigación, entre otros, generando con ello valor económico y rentabilidad para el Estado como su propietario, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental.

El Consejo de Administración de la Emisora, en su sesión celebrada el 18 de noviembre de 2014, aprobó la propuesta de reorganización corporativa presentada por su Director General. Conforme a dicha propuesta, los cuatro Organismos Subsidiarios se transforman en dos empresas productivas subsidiarias. Pemex-Exploración y Producción se transforma en la empresa productiva subsidiaria PEP. Asimismo, PR, PGPB y PPQ se transforman en la empresa productiva subsidiaria Pemex TRI.

Asimismo, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó la creación de las siguientes 5 empresas productivas subsidiarias: PPS, PL, PCS, PF y PE.

El 28 de abril de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, los acuerdos de creación de las siete Entidades Subsidiarias, los cuales iniciaron su vigencia una vez que se realizaron las gestiones administrativas necesarias para dar inicio a las operaciones de la Entidad Subsidiaria de que se trate y que el Consejo de Administración de la Emisora 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 PEP como del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria PCS que emitió el Consejo de Administración de la Emisora, 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 PPS, PF y PE, emitidos por el Consejo de Administración de la Emisora, 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 PL que emitió el Consejo de Administración de la Emisora, 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 TRI que emitió el Consejo de Administración de la Emisora. Dicho acuerdo de creación entró en vigor el 1 de noviembre de 2015.

Los artículos transitorios del Decreto de la Reforma Energética establecen un proceso conocido como Ronda Cero, para la adjudicación inicial de las áreas en exploración y los campos que estén en producción que la Emisora esté en capacidad de operar, a través de asignaciones. El 13 de agosto de 2014, la Secretaría de Energía publicó los resultados de la Ronda Cero donde se le asignaron a la Emisora los derechos del 95.9% de las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural que fueron solicitados. Ver 2)a).—*“Historia y desarrollo de la Emisora” – “Decreto de la Reforma Energética” – “Asignaciones de derechos de exploración y desarrollo”.*

La Emisora, como parte de su estrategia de financiamiento de los proyectos de inversión, ha logrado tener acceso a diversos mercados de capitales, principalmente del extranjero. Sin embargo, la Emisora considera conveniente continuar diversificando sus fuentes de financiamiento a fin de reducir al máximo su riesgo por concentración en pocos mercados.

En este sentido, la Emisora ha puesto en práctica una estrategia definida de diversificación, que ha llevado a PEMEX a participar en el mercado de pesos, dólares, dólares australianos, euros, libras esterlinas, francos suizos y yenes japoneses.

Información Financiera Seleccionada

La información financiera seleccionada que se presenta por los periodos que terminaron el 31 de diciembre de 2013, 2014 y 2015 se deriva de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de los ejercicios 2013, 2014 y 2015 preparados de acuerdo a las NIIF. Los montos que se presentan en el Reporte Anual están en términos nominales.

Los Estados Financieros Consolidados Dictaminados para los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013, 2014 y 2015 fueron auditados por Castillo Miranda y Compañía, S.C., (“BDO México”), un despacho de auditores independientes.

La información financiera consolidada seleccionada que se incluye en el Reporte Anual debe ser leída y analizada en forma conjunta con dichos Estados Financieros Consolidados Dictaminados y sus notas complementarias. Asimismo, dicho resumen deberá ser leído y analizado tomando en consideración todas las explicaciones proporcionadas por la administración de la Entidad a lo largo del capítulo “Información Financiera”, especialmente en la sección “Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad”. Ciertas cifras en los estados financieros consolidados para el año que terminó el 31 de diciembre de 2013 y 2014 han sido reclasificadas para ajustarlas a la presentación de las cifras de los estados financieros consolidados para el año terminado el 31 de diciembre de 2015. Estas reclasificaciones no son significativas para los estados financieros consolidados y no tuvieron impacto en la utilidad neta consolidada de PEMEX.

Como se detalla a continuación, la Emisora reconoció pérdidas netas por \$712.6 mil millones y \$265.5 mil millones por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente, a esas fechas, adicionalmente, se tiene un patrimonio negativo por \$1,331.7 mil millones y \$767.7 mil millones, respectivamente, que ha resultado también en un capital de trabajo negativo por \$176.2 mil millones y \$44.8 mil millones, respectivamente, lo que genera dudas sobre la posibilidad de la Emisora para continuar como negocio en marcha como lo expresa el auditor independiente en su más reciente dictamen. La Emisora ha revelado las circunstancias que han causado estas tendencias negativas y las acciones que está tomando para enfrentarlas y ha concluido que continúa operando como negocio en marcha y, en consecuencia preparó sus estados financieros bajo el supuesto de negocio en marcha que considera que la Emisora puede cumplir con sus obligaciones de pago. Los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 de la Emisora no incluyen ningún ajuste que pudiera resultar de esta incertidumbre Para mayor información sobre el negocio en marcha y las acciones que la Emisora está tomando para enfrentar estas tendencias negativas ver 3)d).— *“Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad” - “Visión general” y 3)d)ii).* - *“Comentarios y análisis de la administración sobre los*

resultados de operación y situación financiera de la Entidad" - "Situación financiera, liquidez y recursos de capital".

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾⁽²⁾		
	2013	2014	2015
	(en millones de pesos) ⁽³⁾		
Datos del Estado de Resultados			
Ventas netas	\$1,608,205	\$1,586,728	1,166,362
Rendimiento de operación	727,622	615,480	(154,387)
Ingreso financiero	8,736	3,014	14,991
Costo financiero	39,586	51,559	67,774
(Pérdida) Rendimiento por derivados financieros neto.....	1,311	(9,439)	(21,450)
Utilidad (pérdida) cambiaria	(3,951)	(76,999)	(154,766)
Rendimiento (pérdida) neto del ejercicio	(170,058)	(265,543)	(712,567)
Datos del Balance General (fin del periodo)			
Efectivo y equivalentes de efectivo.....	80,746	117,989	109,369
Total del activo	2,047,390	2,128,368	1,775,654
Deuda a largo plazo	750,563	997,384	1,300,873
Total del pasivo a largo plazo.....	1,973,446	2,561,930	2,663,922
Patrimonio	(185,247)	(767,721)	(1,331,676)
Datos del Estado de Flujos de Efectivo			
Depreciación y amortización	148,492	143,075	167,951
Inversiones en activos fijos al costo ⁽⁴⁾	245,628	230,679	253,514

(1) Los datos presentados fueron preparadas bajo NIIF.

(2) Incluye a la Emisora, Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias listadas en la Nota 4 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en el Reporte Anual.

(3) Las cifras se presentan en pesos nominales.

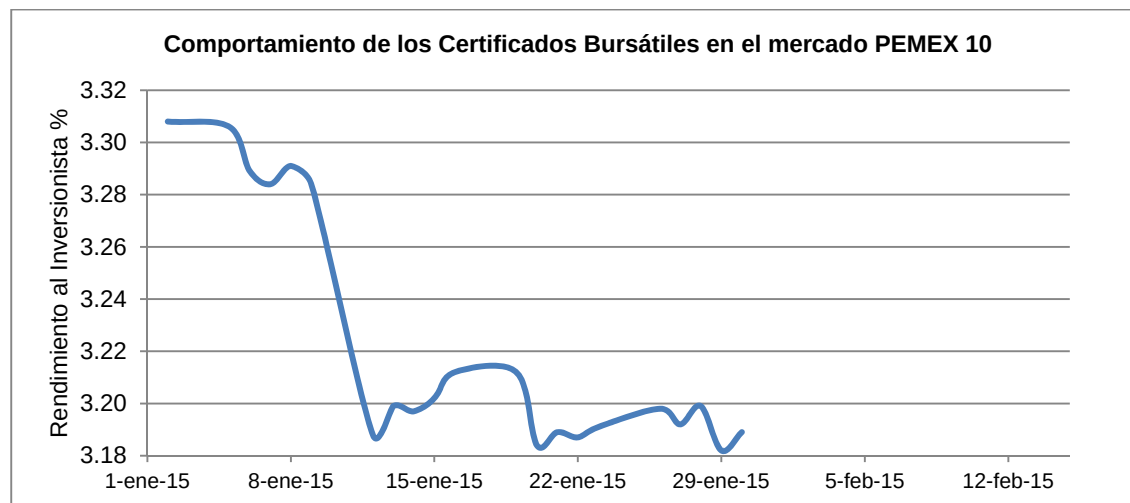
(4) Incluye el costo financiero capitalizado. El monto corresponde a las inversiones en activos fijos que se muestran en el estado del flujo de efectivo. Ver Nota 12 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en el Reporte Anual.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Dictaminados de PEMEX, preparados de acuerdo a NIIF.

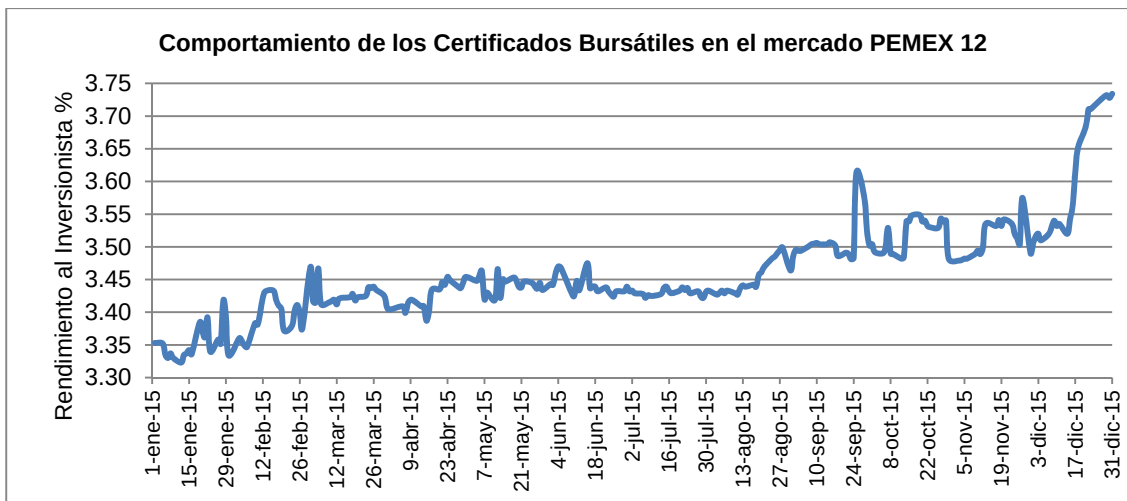
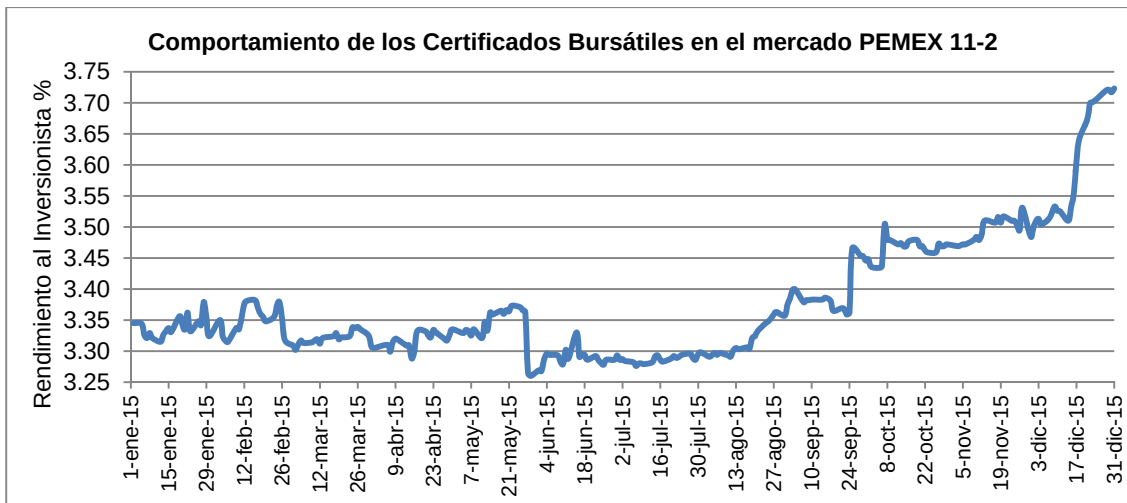
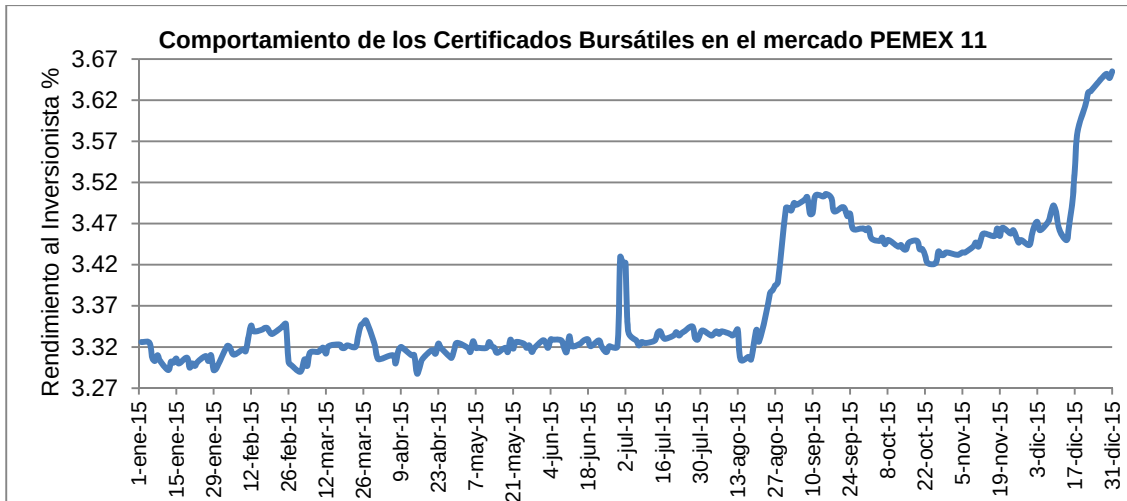
Comportamiento de los Certificados Bursátiles en el mercado

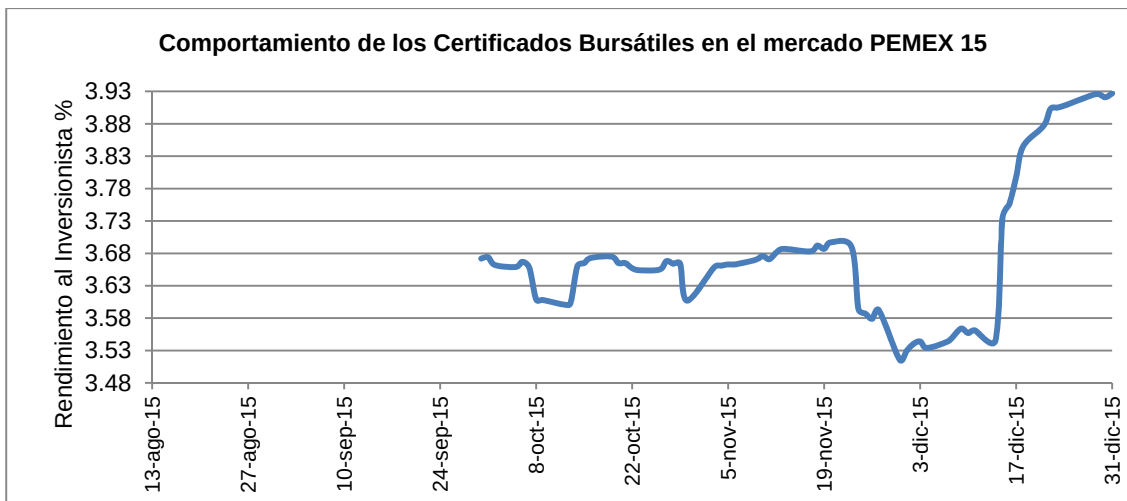
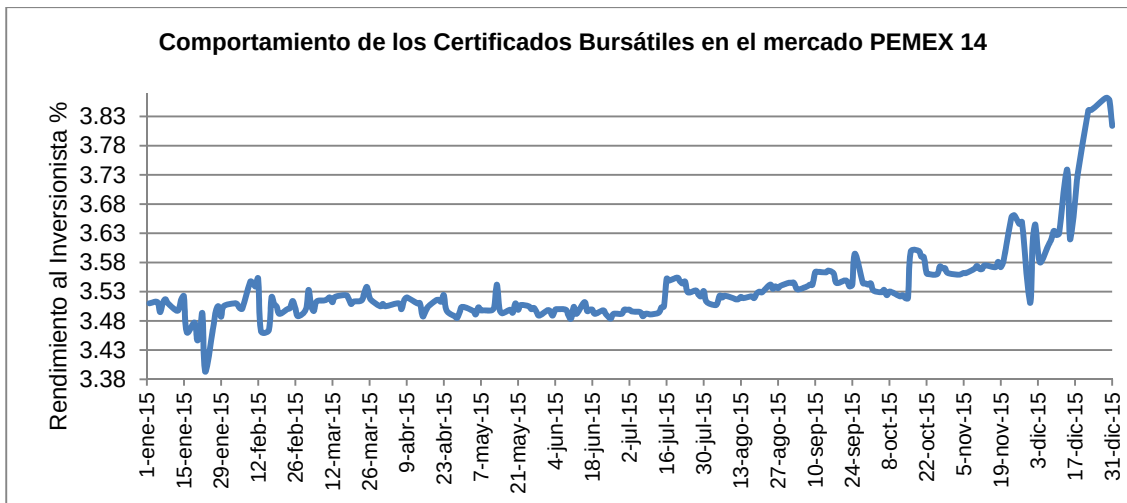
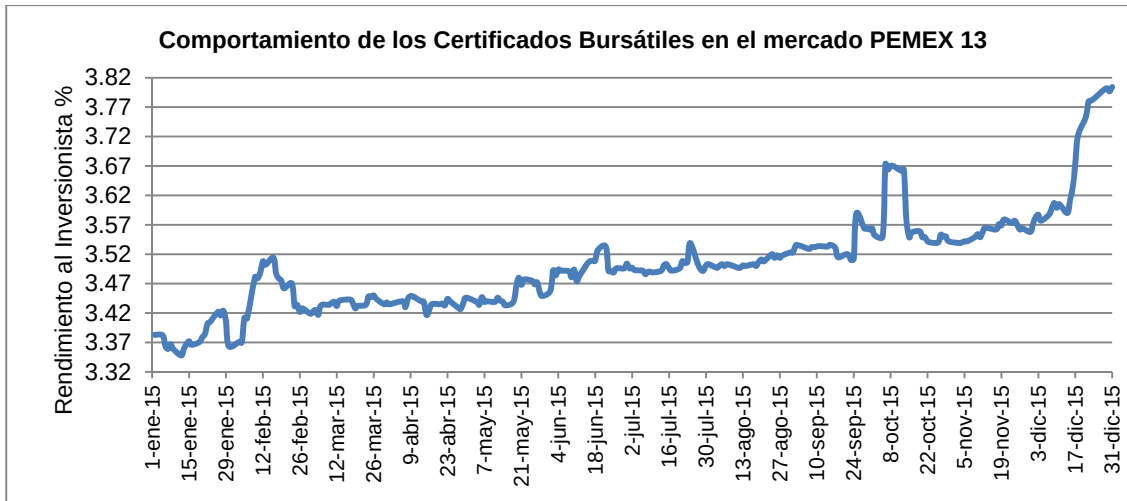
A continuación se muestran las gráficas con el comportamiento del rendimiento de los Certificados Bursátiles de la Emisora durante el periodo enero-diciembre 2015.

TASA VARIABLE



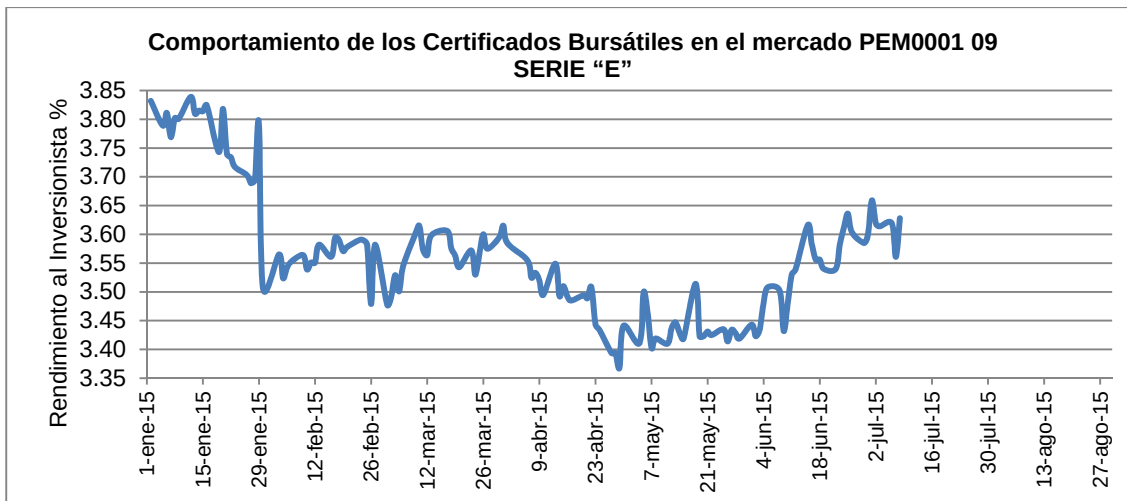
La emisión Pemex 10 venció el 2 de febrero de 2015



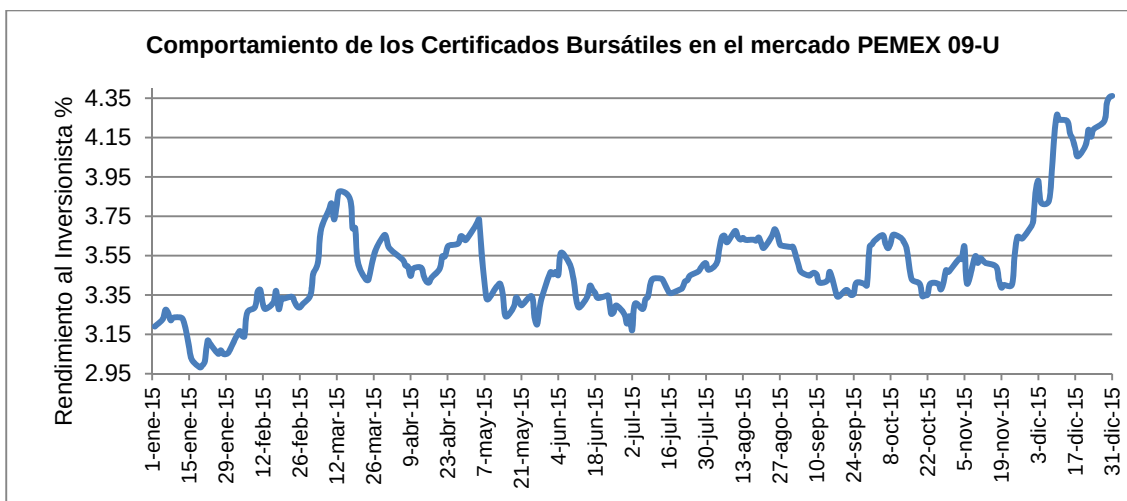
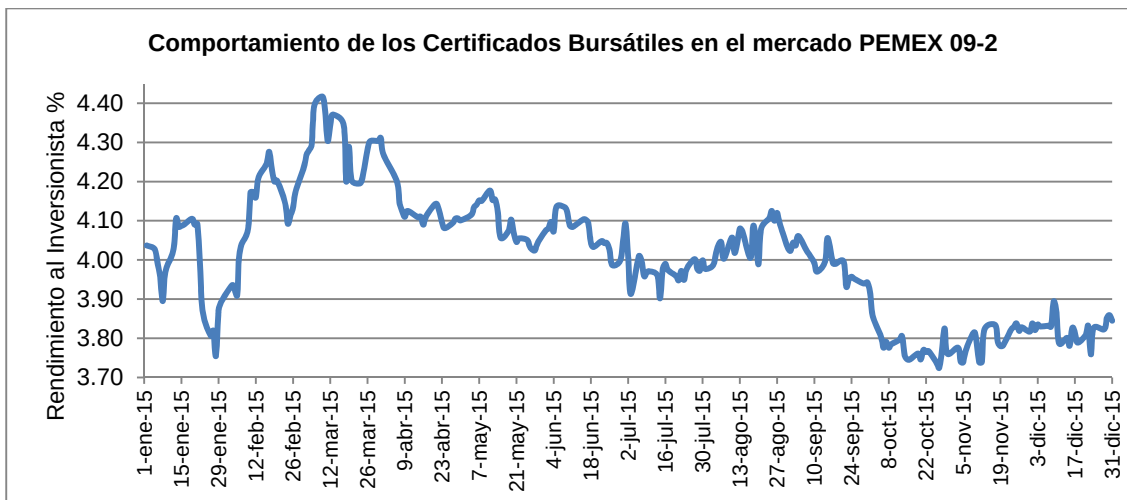


Se emitió el 30 de septiembre de 2015

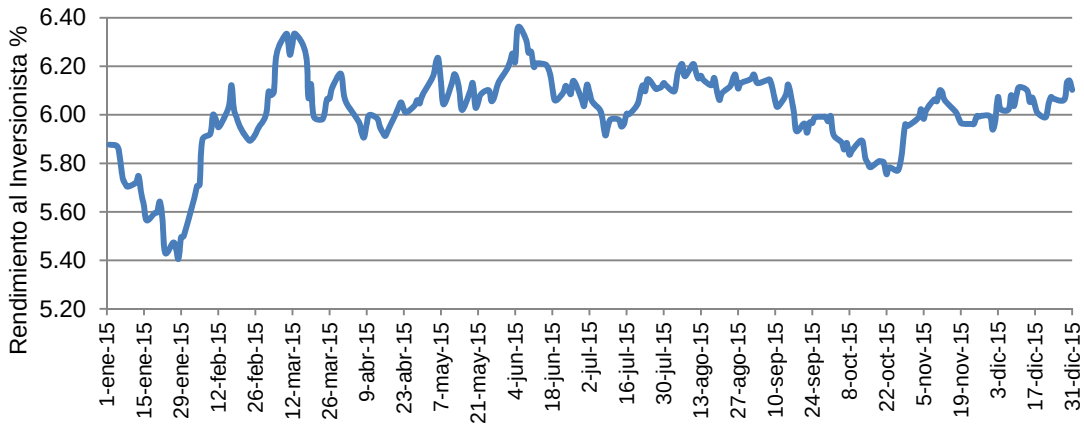
TASA FIJA



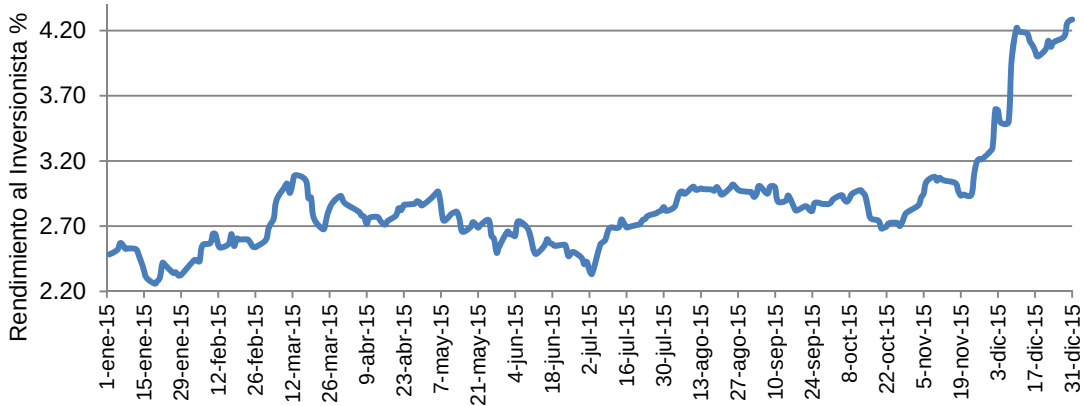
La emisión PEM001 09 venció el 16 de julio de 2015



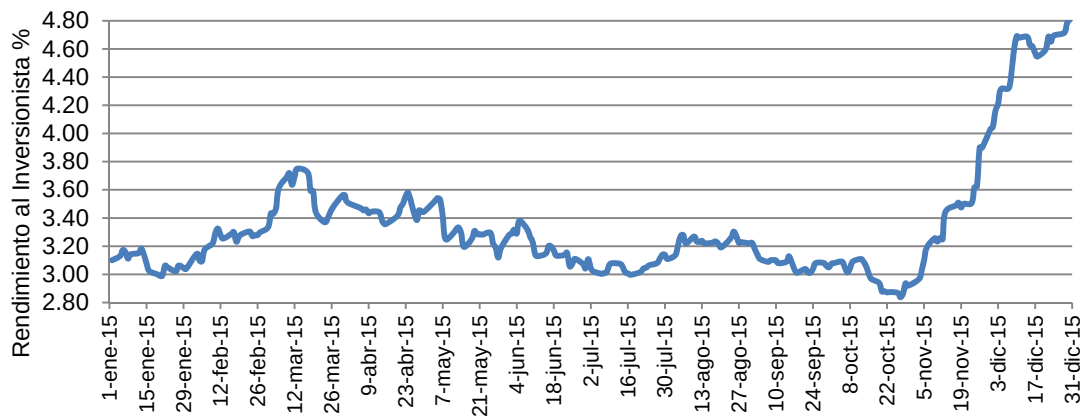
Comportamiento de los Certificados Bursátiles en el mercado PEMEX 10-2



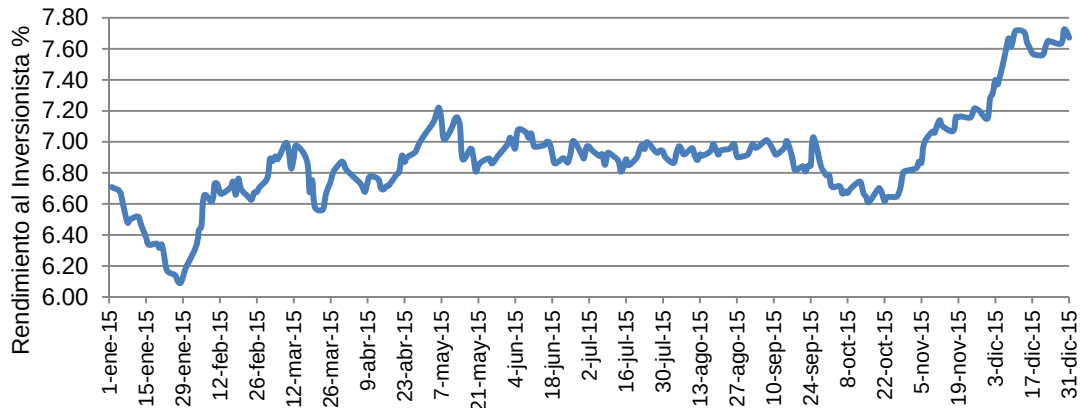
Comportamiento de los Certificados Bursátiles en el mercado PEMEX 10-U



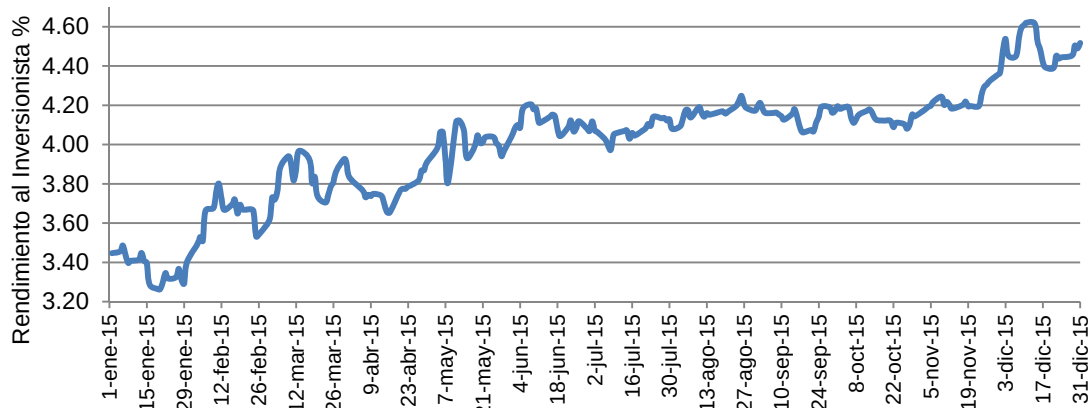
Comportamiento de los Certificados Bursátiles en el mercado PEMEX 11-U



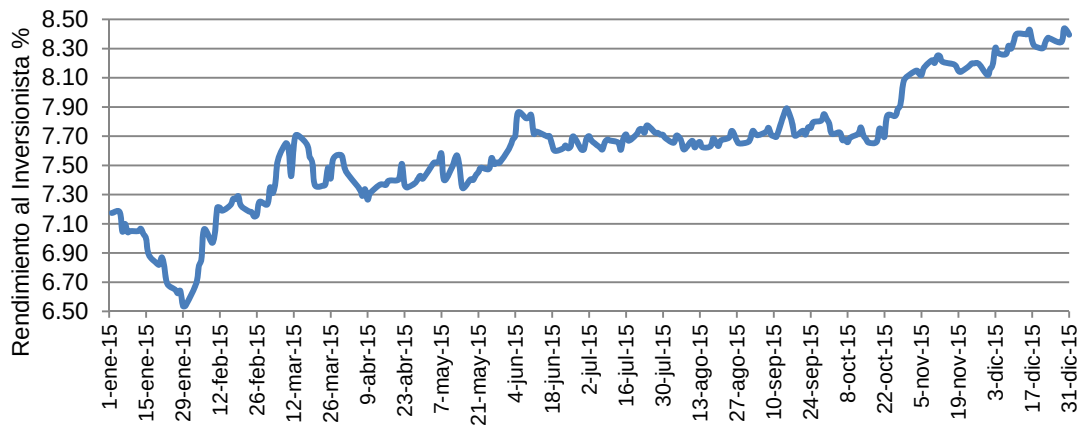
Comportamiento de los Certificados Bursátiles en el mercado PEMEX 11-3

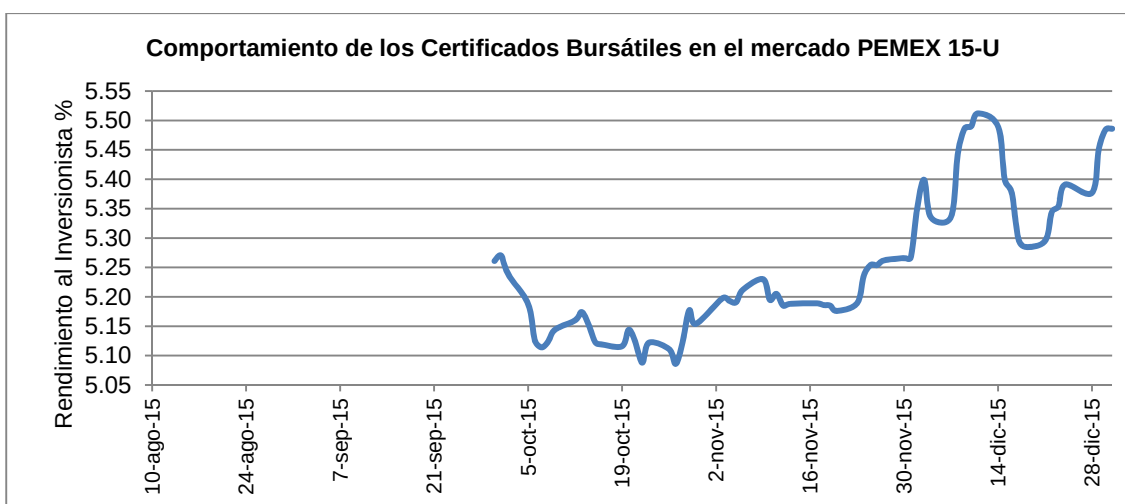
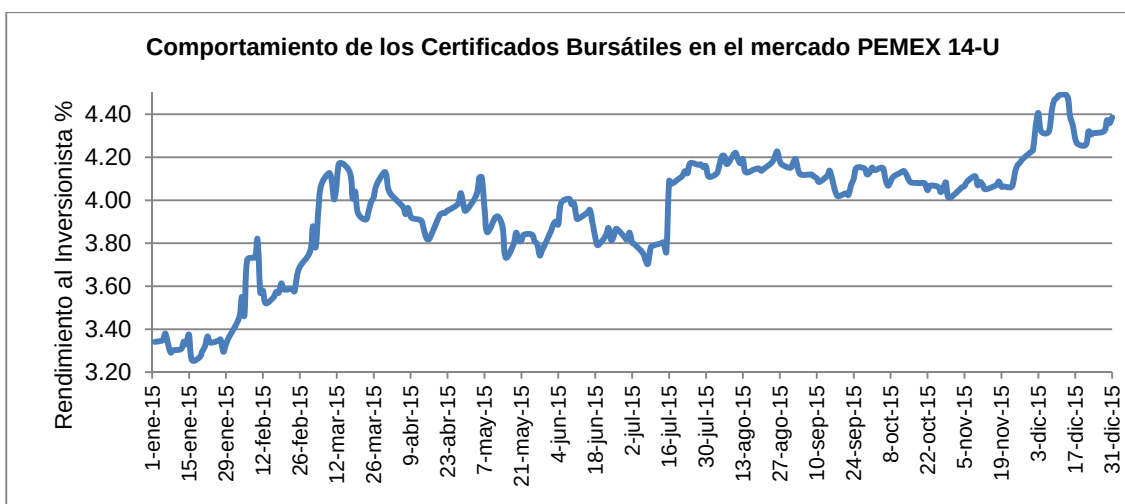
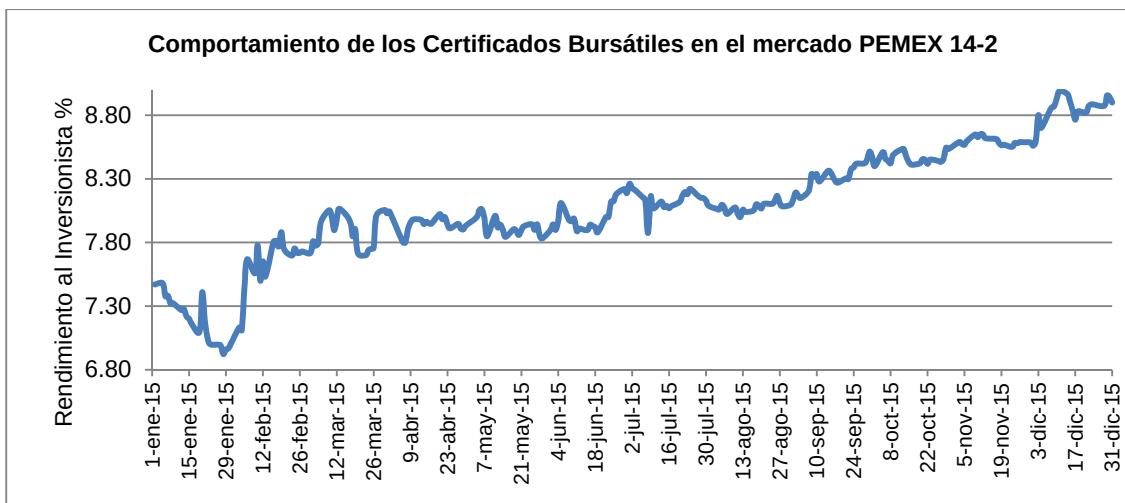


Comportamiento de los Certificados Bursátiles en el mercado PEMEX 12U



Comportamiento de los Certificados Bursátiles en el mercado PEMEX 13-2





Se emitió el 30 de septiembre de 2015

Fuente: PIP (Proveedor Integral de Precios)

Los niveles máximos y mínimos del rendimiento al inversionista durante el periodo enero-diciembre 2015 por cada una de las emisiones de Certificados Bursátiles fueron los siguientes:

<u>Clave Pizarra</u>	<u>Máximo</u>	<u>Mínimo</u>
	(porcentaje)	
PEMEX 10 ⁽¹⁾	3.31	3.18
PEMEX 11	3.66	3.29
PEMEX 11-2	3.72	3.26
PEMEX 12	3.73	3.32
PEMEX 13	3.80	3.35
PEMEX 14	3.86	3.39
PEMEX 15 ⁽²⁾	3.93	0.00
PEM 0001 09 SERIE "E" ⁽³⁾	3.84	3.37
PEMEX 09-2	4.42	3.73
PEMEX 09-U	4.36	2.98
PEMEX 10-2	6.36	5.41
PEMEX 10-U	4.28	2.26
PEMEX 11-U	4.83	2.84
PEMEX 11-3	7.72	6.09
PEMEX 12-U	4.62	3.26
PEMEX 13-2	8.44	6.54
PEMEX 14-2	8.99	6.92
PEMEX 14-U	4.49	3.26
PEMEX 15-U ⁽⁴⁾	5.51	5.09

- (1) Fecha de vencimiento 2 de febrero de 2015.
(2) Fecha de emisión 30 de septiembre de 2015.
(3) Fecha de vencimiento 16 de julio de 2015.
(4) Fecha de emisión 30 de septiembre 2015.

c) Factores de riesgo

Al evaluar la posible adquisición de valores de la Emisora, los potenciales inversionistas deben tomar en consideración y analizar toda la información contenida en el Reporte Anual y, en especial, los factores de riesgo que se mencionan a continuación. Los riesgos señalados en el presente apartado pudieran afectar significativamente el desempeño y la rentabilidad de PEMEX, pero no son los únicos a los que se enfrenta. Los riesgos aquí descritos son aquéllos de los que PEMEX actualmente tiene conocimiento y considera relevantes. Adicionalmente, podrían existir o surgir otros riesgos en el futuro capaces de influir en el precio de sus valores.

Factores de riesgo relacionados con las operaciones de PEMEX

Los precios del petróleo crudo y del gas natural son volátiles y la disminución de los precios de dichos productos afecta negativamente los ingresos y el flujo de efectivo de PEMEX así como la cantidad de reservas de hidrocarburos que PEMEX tiene derecho de extraer y vender.

Los precios internacionales del petróleo crudo y del gas natural están sujetos a la oferta y demanda internacional y fluctúan como consecuencia de diversos factores que están fuera del control de PEMEX. Estos factores son, entre otros, los siguientes: competencia dentro del sector del petróleo crudo y gas natural; disponibilidad y precio de fuentes alternativas de energía; tendencias económicas internacionales; fluctuaciones en el tipo de cambio de las divisas; expectativas de inflación; regulaciones locales y extranjeras; acontecimientos políticos y otros hechos en las principales naciones productoras y consumidoras de petróleo y de gas natural, así como las medidas que adopten países exportadores de petróleo en torno a su venta y distribución; actividades de intermediación de petróleo y gas natural, y operaciones con IFD relacionados con petróleo y gas.

Cada vez que los precios internacionales del petróleo crudo, petrolíferos y/o del gas natural disminuyen, PEMEX generalmente obtiene menores ingresos y, por lo tanto, genera un menor flujo de efectivo y menores rendimientos, antes de impuestos y derechos, debido a que los costos de la Entidad se mantienen constantes en una mayor proporción. Por el contrario, cuando los precios del petróleo crudo, petrolíferos y/o del gas natural aumentan, se obtienen mayores ingresos y los rendimientos, antes de impuestos y derechos, aumentan. Los precios de la mezcla de petróleo crudo mexicano, que habían generalmente cotizado arriba de los EUA\$75.00 por barril desde octubre de 2009 y cotizaron arriba de los EUA\$100.00 por barril apenas el 30 de julio de 2014, empezaron a caer en agosto de 2014. Después de una

caída gradual que resultó en que los precios por barril cayeran el 30 de septiembre de 2014 a EUA\$91.16, esta caída se aceleró fuertemente en octubre de 2014 y los precios cayeron a EUA\$53.27 por barril a finales de 2014, con un precio promedio ponderado para ese año de EUA\$86.00 por barril. Durante 2015, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo mexicano de exportación fue de aproximadamente EUA\$44.17 por barril y cayó a EUA\$26.54 por barril para finales de diciembre de 2015. Esta caída de los precios del petróleo crudo tuvo un efecto directo en los resultados de operación y en la situación financiera de PEMEX para el año terminado el 31 de diciembre de 2015. En lo que va 2016, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo mexicano de exportación cayó hasta EUA\$20.70 por barril, el más bajo en doce años, pero desde entonces ha repuntado a EUA\$37.58 por barril el 29 de abril de 2016. Futuras caídas en los precios internacionales del petróleo crudo y de gas natural tendrán efectos negativos similares en los resultados de operación y situación financiera de PEMEX. Dichas fluctuaciones pudieran afectar también las estimaciones de reservas de hidrocarburos de México que PEMEX tiene derecho a extraer y vender. Ver 1)c).— *“Factores de riesgo –La información de las reservas de hidrocarburos de México se basa en estimaciones, las cuales son inciertas y sujetas a revisiones y 3)d)ii)1.4-Situación financiera, liquidez y recursos de capital”-“Administración de Riesgos Financieros”-“Información cualitativa”-“Cambios en la exposición a principales riesgos”-“Riesgo de precio de hidrocarburos”.*

El monto de los pasivos de PEMEX es considerable y está expuesto a restricciones de liquidez, lo cual podría dificultar la obtención de financiamientos en términos favorables, podría afectar la situación financiera, los resultados de operación y la capacidad para pagar la deuda de la Entidad y, finalmente, la capacidad de PEMEX para operar como negocio en marcha.

PEMEX tiene una deuda considerable, contraída principalmente para financiar los gastos de inversión necesarios para llevar a cabo sus proyectos. Debido a su fuerte carga fiscal, el flujo de efectivo derivado de las operaciones de PEMEX en años recientes no ha sido suficiente para fondear sus gastos de inversión y otros gastos, por lo que su endeudamiento se ha incrementado significativamente y su capital de trabajo ha disminuido. La fuerte caída de los precios del petróleo que inició a finales de 2014 ha tenido un impacto negativo en la capacidad de PEMEX para generar flujos de efectivo positivos que, aunado a la fuerte carga fiscal para la Entidad, han agravado la dificultad de PEMEX para fondear sus gastos de inversión y otros gastos con el flujo de efectivo de sus operaciones. Por lo anterior, a fin de desarrollar las reservas de hidrocarburos que tiene asignadas y amortizar los vencimientos programados de su deuda, PEMEX necesitará obtener cantidades significativas de recursos de una amplia gama de fuentes de financiamiento.

Al 31 de diciembre de 2015, el monto total de la deuda de PEMEX, incluyendo intereses devengados, ascendía aproximadamente a EUA\$86.8 mil millones, en términos nominales, lo que representa un incremento del 11.7% respecto del monto total de la deuda, incluyendo intereses devengados, de EUA\$77.7 mil millones al 31 de diciembre de 2014 (un incremento de 30.6% basado en cifras de pesos de \$1,143.3 mil millones al 31 de diciembre de 2014 a \$1,493 mil millones al 31 de diciembre de 2015). El 26.7% de la deuda de PEMEX al 31 de diciembre de 2015, es decir, EUA\$23.1 mil millones, tiene vencimientos programados en los siguientes 3 años. Al 31 de diciembre de 2015, PEMEX tenía un capital de trabajo negativo de EUA\$10.2 mil millones. El nivel de endeudamiento de PEMEX podría incrementarse en el corto o mediano plazo, lo que podría tener un efecto adverso en la situación financiera, resultados de operación y liquidez de PEMEX. Para cumplir con las obligaciones de pago de su deuda y obtener recursos para sus inversiones, PEMEX ha recurrido y podría seguir recurriendo a una combinación de flujos de efectivo provenientes de operaciones, disposiciones bajo las líneas de crédito disponibles y endeudamiento adicional. Aunado a ello, PEMEX está tomando acciones para mejorar su situación financiera, como se describe con mayor detalle en el apartado 3)d).— *“Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad”-“Visión general” y 3)d)ii).— “Situación financiera, liquidez y recursos de capital” — “Visión”.*

Algunas agencias calificadoras han manifestado su preocupación por el monto total del endeudamiento de PEMEX; el incremento de la deuda durante los últimos años; el flujo de efectivo negativo durante 2015, principalmente como resultado de los requerimientos significativos de inversión en los proyectos; la disminución del precio del petróleo, así como la falta de fondeo suficiente de la reserva destinada a las pensiones de los jubilados y primas de antigüedad, la cual al 31 de diciembre de 2015 ascendía aproximadamente a \$1,279.4 mil millones y la resiliencia de los gastos de operación de PEMEX, a pesar de la fuerte declinación de los precios del petróleo que empezó a finales de 2014. El 29 de enero de 2016, Standard & Poor’s anunció que redujo el perfil de crédito individual de PEMEX de BB+ a BB. El 31 de marzo de 2016, Moody’s Investors Service anunció la revisión de las calificaciones en escala global, moneda local y extranjera de PEMEX de Baa1 a Baa3 y cambió la perspectiva de sus calificaciones a negativa.

Una reducción adicional en la calificación de PEMEX podría tener consecuencias adversas en su capacidad para tener acceso a los mercados financieros y/o en el costo del financiamiento. En caso de no poder obtener financiamiento en condiciones favorables, esto podría limitar la capacidad de PEMEX para invertir en proyectos productivos financiados a través de deuda y afectar su capacidad para cumplir sus obligaciones de pagos de principal e intereses con sus acreedores. Como resultado, PEMEX podría estar expuesto a restricciones de liquidez y podría no cubrir su deuda o estar en condiciones de hacer las inversiones necesarias para mantener los niveles actuales de producción, así como para mantener e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos asignadas a PEMEX por el Gobierno Federal, lo que podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de operación de PEMEX. Ver 1)c).— *“Factores de riesgo” – “PEMEX debe hacer fuertes inversiones para mantener sus niveles de producción actuales y para incrementar las reservas probadas de hidrocarburos de México asignadas por el Gobierno Federal. Las reducciones en los rendimientos de PEMEX, así como su incapacidad para obtener financiamiento pueden limitar su capacidad de realizar inversiones”.*

Si dichas restricciones ocurren cuando los flujos de efectivo de PEMEX por sus operaciones son menores a las fuentes necesarias para fondear sus gastos de inversión o para cumplir con las obligaciones de pago de su deuda, PEMEX podría verse forzado a reducir los gastos de inversión planeados, implementar medidas de austeridad adicionales y/o vender activos no estratégicos adicionales, a fin de recaudar recursos. Una reducción en el programa de gastos de inversión de PEMEX podría afectar su situación financiera y resultados de operación. Adicionalmente, estas medidas podrían no ser suficientes para permitir a PEMEX cumplir con sus obligaciones.

Los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 han sido preparados bajo el supuesto de que PEMEX continuará como un negocio en marcha. Sin embargo, los auditores externos de la Emisora han indicado en su dictamen que existen dudas sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha como consecuencia de las pérdidas recurrentes en las operaciones, su capital de trabajo negativo y patrimonio negativo. Los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 no incluyen ningún ajuste que pudiera darse como resultado de dicha incertidumbre. Si las acciones que PEMEX está tomando para mejorar su situación financiera, mismas que se describen en detalle en el apartado 3)d).— *“Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad” – “Visión general” – “Redefinición de la Emisora como empresa productiva del Estado en un ambiente de precios bajos del petróleo crudo” y 3)d)ii).*— *“Situación financiera, liquidez y recursos de capital” – “Visión”,* no son exitosas, PEMEX podría no ser capaz de continuar operando como negocio en marcha.

PEMEX es una compañía de petróleo y gas que está expuesta a riesgos de producción, equipo y transporte así como de sabotaje, terrorismo y actos criminales.

PEMEX está expuesto a los riesgos de producción, equipo y transporte que son comunes entre las compañías de petróleo y gas. En este contexto, PEMEX se enfrenta a diferentes riesgos incluyendo aquéllos que afectan la producción (debido a problemas operativos, desastres naturales o climatológicos, accidentes, etc.); riesgos inherentes al equipo (que incluyen los riesgos por la condición y vulnerabilidad de las instalaciones y maquinaria), y riesgos relativos al transporte (que incluyen los riesgos de la condición y vulnerabilidad de los ductos y otros medios de transporte). Asimismo, el negocio de PEMEX está expuesto a desastres y accidentes naturales o geológicos; incendios y fallas mecánicas, así como a los intentos criminales para desviar petróleo crudo, gas natural o productos refinados del sistema de ductos y las instalaciones de PEMEX para su venta ilegal, los cuales han dado lugar a explosiones, daños a los bienes de PEMEX, daños al medio ambiente, así como lesiones y pérdidas de vidas humanas, sin perjuicio de aquellas explosiones en ductos, refinerías, plantas, pozos de perforación y demás instalaciones, derivadas del riesgo inherente a la exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos.

Las instalaciones de PEMEX también están expuestas al riesgo de sabotaje, terrorismo y ataques cibernéticos. En julio de 2007, dos ductos fueron atacados. En septiembre de 2007 seis diferentes instalaciones fueron atacadas y 12 ductos se vieron afectados. Cualquiera de estos incidentes relacionados con la producción, procesamiento y transporte de petróleo crudo y productos petrolíferos podría resultar en daños a personas, pérdida de vidas, daños a los bienes de PEMEX y daños ambientales, con los consecuentes gastos necesarios para la limpieza y reparación. El cierre de instalaciones afectadas podría interrumpir la producción de PEMEX y aumentar sus costos de producción. A la fecha del Reporte Anual, no han ocurrido hechos similares a los ocurridos en 2007. A pesar de que PEMEX ha establecido un programa de seguridad informática, en el que los sistemas y procedimientos de seguridad cibernética para proteger su tecnología de información no han sufrido un ataque cibernético, si la integridad de la tecnología de

información se viera afectada debido a un ataque cibernético, las operaciones de PEMEX podrían verse afectadas y su información ser objeto de robo o de pérdida.

Aunque PEMEX ha hecho un esfuerzo por contratar un programa integral de pólizas de seguros que cubren la mayor parte de estos riesgos, estas pólizas no pueden cubrir todas las responsabilidades a las que estaría sujeta la Entidad o que no existan coberturas para algunos de estos riesgos. No se puede asegurar que accidentes o actos de terrorismo o criminales no ocurran en el futuro o que se cuente con seguros que cubran adecuadamente las pérdidas que se generen o que no se considere a PEMEX directamente responsable respecto a las reclamaciones que surjan de estas u otras situaciones. Ver 2)b)C.— “Patentes, licencias, marcas y otros contratos” - “Contratos de seguro”.

Diversos acontecimientos en la industria del petróleo y gas y otros factores podrían ocasionar la disminución sustancial en el valor en libros de ciertos activos de PEMEX, lo que podría afectar negativamente sus resultados de operación y su situación financiera.

PEMEX evalúa anualmente, o con mayor frecuencia si las circunstancias lo requieren, el valor en libros de sus activos por un posible deterioro. Las pruebas de deterioro de PEMEX son realizadas mediante una comparación del valor en libros de un activo individual o una unidad generadora de efectivo con su valor de recuperación. Cuando el valor de recuperación de un activo individual o de una unidad generadora de efectivo sea menor que su valor en libros, se reconocerá una pérdida por deterioro para reducir el valor en libros al valor de recuperación.

Los cambios en el entorno económico, regulatorio, empresarial o político en México o en otros mercados en donde PEMEX opera, como el reciente descenso significativo de los precios internacionales del petróleo crudo y del gas y la devaluación del peso contra el dólar, entre otros factores, podría resultar en el reconocimiento de cargos por deterioro en ciertos activos de PEMEX. Debido a la continua disminución en los precios del petróleo, PEMEX ha realizado pruebas de deterioro de sus activos no financieros (distintos de los inventarios e impuestos diferidos) al final de cada trimestre. Al 31 de diciembre de 2015, PEMEX reconoció un cargo por deterioro de \$477,945 millones. Ver la Nota 12(d) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 para mayor información sobre el deterioro de ciertos activos de PEMEX. Otros acontecimientos futuros en el entorno económico, la industria del petróleo y del gas y otros factores podrían resultar en otros cargos sustanciales por deterioro, afectando negativamente los resultados de operación y la condición financiera de PEMEX.

El aumento de la competencia en el sector energético debido al nuevo régimen legal en México puede tener un impacto negativo en los resultados de operación y condiciones financieras de PEMEX.

La Constitución y la Ley de Hidrocarburos permiten que otras compañías petroleras, de manera adicional a PEMEX, lleven a cabo ciertas actividades relacionadas con el sector energético en México, incluyendo actividades de exploración y extracción. A la fecha del Reporte Anual, el Gobierno Federal ha suscrito contratos de producción compartida con otras compañías de petróleo y gas como resultado de las licitaciones llevadas a cabo en julio y septiembre de 2015 para bloques de aguas someras y en diciembre de 2015 para bloques de exploración y de extracción en campos terrestres procesos licitatorios adicionales tendrán lugar en el futuro, incluyendo licitaciones en aguas profundas en diciembre de este año. Como resultado de esto, PEMEX enfrenta competencia por el derecho a explorar y desarrollar nuevas reservas de petróleo y gas en México. Es probable que PEMEX enfrente competencia en determinadas actividades de procesamiento, refinación y transportación. Así mismo, un aumento en la competencia podría dificultar a PEMEX la contratación o retención de personal calificado. Ver 2)a).— “Historia y desarrollo de la Emisora”. Si PEMEX no está en condiciones de competir exitosamente con terceros en el sector energético en México, esto podría tener un impacto en su situación financiera y sus resultados de operación.

PEMEX está sujeto a leyes nacionales e internacionales contra la corrupción, el cohecho y el lavado de dinero. El incumplimiento de estas leyes podría resultar en sanciones, dañar la reputación de PEMEX e impedir la obtención de autorizaciones gubernamentales esenciales para el negocio de la Entidad, que podría tener un efecto adverso en los resultados de operación y situación financiera de PEMEX.

PEMEX está sujeto a leyes nacionales e internacionales contra la corrupción, el cohecho y el lavado de dinero. Ver 2)b)E.— “Legislación aplicable y situación tributaria” – “Marco Regulatorio General” del Reporte Anual. Aunque PEMEX mantiene políticas y procesos destinados a cumplir con estas leyes,

incluyendo la evaluación del control interno para el reporte financiero, PEMEX no puede asegurar que estas políticas y procesos impidan que se cometan actos intencionales, imprudentes o negligentes por parte de sus funcionarios y empleados.

Si PEMEX y sus funcionarios y empleados incumplen con las leyes aplicables contra la corrupción, el cohecho y el lavado de dinero podrían estar sujetos a sanciones civiles, penales y/o administrativas y otras medidas correctivas, lo que podría tener un efecto material adverso en el negocio, condición financiera y resultados de operación de PEMEX. Cualquier investigación sobre posibles violaciones a las leyes aplicables contra la corrupción, el cohecho y el lavado de dinero por parte de autoridades gubernamentales en México o en otras jurisdicciones, podría afectar la capacidad para la elaboración de los estados financieros consolidados de PEMEX de manera oportuna. Esto podría afectar negativamente la reputación de PEMEX y su capacidad para obtener contratos, asignaciones, permisos y otras autorizaciones gubernamentales necesarias para participar en el sector del petróleo crudo y el gas, lo que podría tener efectos adversos sobre los resultados de operación y situación financiera de PEMEX.

El cumplimiento de PEMEX con la regulación ambiental en México podría dar como resultado efectos materiales adversos sobre sus resultados de operación

Una amplia gama de leyes y reglamentos ambientales federales y estatales, tanto generales como específicos para la industria, regulan las operaciones de PEMEX en México. Estas disposiciones a menudo son difíciles y costosas de cumplir y conllevan penalizaciones considerables en caso de incumplimiento. Esta obligación de cumplir con la normativa ambiental aplicable aumenta el costo de las operaciones de PEMEX y limita su capacidad de extracción de hidrocarburos, lo que resulta en menores ingresos para PEMEX. Ver 2)b)G.—“Desempeño Ambiental” – “Pasivos Ambientales” del Reporte Anual.

PEMEX ha celebrado acuerdos para hacer inversiones a fin de disminuir sus emisiones de dióxido de carbono. Sin embargo, la creciente preocupación internacional por las emisiones de gases de efecto invernadero y el cambio climático podría dar lugar a nuevas leyes y regulaciones que podrían afectar adversamente los resultados de operación y la situación financiera de PEMEX. Los acuerdos internacionales, entre ellos, el Acuerdo de París adoptado por el Gobierno Federal, contemplan esfuerzos coordinados para combatir el cambio climático. Aunque todavía es demasiado pronto para saber la forma en que estos acuerdos serán implementados, PEMEX podría estar sujeto a cambios en el mercado, incluyendo impuestos sobre el carbono, estándares de eficiencia, mecanismos de fijación de topes de emisiones y la transferencia de derechos de emisión y créditos. Estas medidas podrían aumentar los costos de operación y mantenimiento de PEMEX, aumentar el precio de sus productos y posiblemente desplazar la demanda de los consumidores a fuentes de bajas emisiones de carbono. Ver 2)b)E.—“Legislación aplicable y situación tributaria – Legislación ambiental” – “Cambio climático y reducción de emisiones de dióxido de carbono”.

Factores de riesgo relacionados con México

Las condiciones económicas y la política gubernamental en México podrían tener un impacto material en las operaciones de PEMEX

El deterioro en la condición económica de México, la inestabilidad social, movimientos políticos u otros acontecimientos sociales adversos en México podrían afectar, en forma negativa el negocio de PEMEX y su situación financiera. Estas situaciones podrían llevar a una mayor volatilidad en el tipo de cambio y en los mercados financieros, afectando así la capacidad de PEMEX para obtener nuevos financiamientos y para pagar su deuda. Adicionalmente, el Gobierno Federal anunció recortes al gasto público en noviembre de 2015 y febrero de 2016 como respuesta a la tendencia a la baja de los precios de referencia del petróleo crudo y podría llevar a cabo ajustes en el futuro. Estos recortes podrían afectar adversamente la economía mexicana y, en consecuencia, el negocio, situación financiera, resultados de operación y perspectivas de PEMEX.

En el pasado, en México se han presentado periodos de contracción económica o bajo crecimiento caracterizado por gran inflación, tasas de interés elevadas, devaluación de la moneda y otros problemas económicos. Estos acontecimientos pueden empeorar u ocurrir nuevamente en el futuro y podrían afectar la situación financiera de PEMEX, así como la capacidad de pago de su deuda. En caso de que las condiciones económicas o financieras internacionales empeoren, tales como una disminución en el crecimiento o condiciones de recesión que afecten a los socios comerciales de México, incluyendo a los Estados Unidos, o el surgimiento de una nueva crisis financiera, dichos acontecimientos podrían tener efectos adversos en la economía nacional, en la condición financiera de PEMEX, así como en la capacidad de pago de su deuda.

Cambios en las leyes de control de cambio en México podrían afectar la capacidad de pago de la deuda en moneda extranjera de la Emisora

El Gobierno Federal no restringe actualmente la capacidad de las personas físicas o morales para intercambiar pesos a otras divisas. PEMEX no puede asegurar que en el futuro el Gobierno Federal mantenga sus actuales políticas con respecto al peso. El Gobierno Federal podría imponer en el futuro una política de control de cambios, como lo ha hecho en el pasado. Las políticas del Gobierno Federal que restrinjan a PEMEX el poder intercambiar pesos por dólares podrían afectar la capacidad de PEMEX de cumplir con sus obligaciones denominadas en moneda extranjera, incluyendo su deuda, la mayoría de la cual está denominada en monedas diferentes al peso.

Las condiciones políticas en México podrían afectar significativamente y de manera adversa la política económica y, a su vez, las operaciones de PEMEX

Los acontecimientos políticos en México podrían afectar significativamente la política económica y, consecuentemente, las operaciones de PEMEX. El Lic. Enrique Peña Nieto, miembro del Partido Revolucionario Institucional, asumió la presidencia de México el 1 de diciembre de 2012, por un periodo de seis años. A la fecha del Reporte Anual, ningún partido político cuenta con una mayoría absoluta en cualquiera de las Cámaras del Congreso de la Unión.

México ha experimentado un incremento en las actividades delictivas y estos hechos podrían afectar las operaciones de PEMEX

Recientemente, México ha experimentado un aumento en las actividades delictivas, principalmente debido a las actividades de diversos grupos de la delincuencia organizada, incluyendo narcotráfico. Adicionalmente, el desarrollo del mercado ilícito de combustibles en México ha dado lugar al aumento en el robo y comercio ilícito de los combustibles que produce PEMEX. Como respuesta, el Gobierno Federal ha implementado varias medidas y ha reforzado las fuerzas militares y policiacas y, por otra parte, PEMEX ha establecido varias medidas estratégicas que buscan reducir el robo y otras actividades delictivas en contra de las instalaciones y productos de PEMEX. Ver 2)b)K.— “Procesos judiciales, administrativos o arbitrales” – “Acciones contra el mercado ilícito de combustibles”. A pesar de estos esfuerzos, este tipo de actividades delictivas continúan en México, algunas de ellas contra las instalaciones y productos de PEMEX. Estas actividades, su posible incremento y la violencia asociada a ellas podrían tener un impacto negativo en la situación financiera y los resultados de operación de PEMEX.

Factores de riesgo derivados de la relación entre PEMEX y el Gobierno Federal

El Gobierno Federal controla a PEMEX, lo cual podría limitar la capacidad de PEMEX para cumplir con las obligaciones de pago de su deuda y el Gobierno Federal podría reorganizar o transferir los activos de PEMEX

PEMEX es controlado por el Gobierno Federal y su presupuesto anual podría ser ajustado por el Gobierno Federal en ciertos aspectos. Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, el 7 de octubre de 2014, la Emisora se transformó de un organismo público descentralizado a una empresa productiva del Estado. La Ley de Petróleos Mexicanos establece un régimen especial a la Emisora en materia de presupuesto, deuda, responsabilidades, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obra. Este régimen especial otorga a la Emisora una mayor autonomía técnica y de gestión y, sujeto a ciertas restricciones autonomía adicional con respecto a su presupuesto. A pesar de una mayor autonomía, el Gobierno Federal continúa controlando a PEMEX y puede realizar ajustes a su balance financiero, que representa la meta de flujo neto de efectivo para el ejercicio fiscal basada en la proyección de ingresos y gastos de PEMEX, así como al techo de gasto de servicios personales, sujeto a la aprobación de la Cámara de Diputados.

Dichos ajustes al presupuesto anual de PEMEX podrían afectar su capacidad para desarrollar las reservas que tiene asignadas por el Gobierno Federal o para competir exitosamente con otras compañías petroleras que participan en el sector energético en México. Ver 2)a).— “Historia y desarrollo de la Emisora” – “Inversiones” para más información sobre el ajuste presupuestal y 2)b)E.— “Legislación aplicable y situación tributaria” – “Marco regulatorio general” para más información sobre las facultades del Gobierno Federal con respecto al presupuesto de la Emisora. Adicionalmente, este control del Gobierno Federal podría afectar la capacidad de PEMEX para cumplir con sus obligaciones de pago derivadas de cualquier valor emitido por la Emisora. A pesar de que la Emisora es propiedad exclusiva del Gobierno Federal, las obligaciones derivadas de los financiamientos que contrata no son obligaciones del Gobierno Federal ni están

garantizadas por el mismo.

Los convenios celebrados por el Gobierno Federal con acreedores internacionales podrían afectar las obligaciones de pago de la deuda externa de PEMEX. En ciertas reestructuras de la deuda que hizo el Gobierno Federal en el pasado, la deuda externa de la Emisora tuvo el mismo tratamiento que la deuda del Gobierno Federal y la de otras entidades del sector público y podría tener un tratamiento en términos similares en cualquier reestructura futura de deuda. Adicionalmente, México ha celebrado convenios con acreedores oficiales bilaterales para reestructurar la deuda externa del sector público. México no ha solicitado la reestructuración de bonos o deuda de agencias multilaterales.

El Gobierno Federal tendría facultad, en caso de que la Constitución y la legislación federal tuvieran modificaciones posteriores, de reorganizar a PEMEX, incluyendo la transferencia de la totalidad o parte sustancial de la Emisora o las Entidades Subsidiarias o sus activos a una entidad que no estuviese controlada por el Gobierno Federal.

La Emisora y las Entidades Subsidiarias realizan pagos significativos al Gobierno Federal, lo cual podría limitar la capacidad de PEMEX para aumentar su programa de inversión

PEMEX paga una cantidad significativa de impuestos y derechos, entre otros conceptos, lo cual podría afectar la capacidad de PEMEX para hacer inversiones. En 2015, aproximadamente el 37.5% de los ingresos por ventas totales de PEMEX, se usaron para pagar impuestos y derechos al Gobierno Federal, los cuales constituyen una parte sustancial de los ingresos fiscales del Gobierno Federal.

La Legislación Secundaria prevista en el Decreto de la Reforma Energética incluye cambios al régimen fiscal aplicable a la Emisora, particularmente respecto a sus actividades de exploración y extracción. A partir del ejercicio fiscal 2016, PEMEX está obligado a entregar un dividendo estatal al Gobierno Federal, en lugar de ciertos pagos que actualmente la SHCP podía determinar a su discreción, el cual será calculado por la SHCP en forma anual como un porcentaje de ingresos, neto de impuestos, generados por PEMEX por sus actividades sujetas a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y aprobado por el Congreso de la Unión, de conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos. El importe que PEMEX pagará cada año como dividendo estatal irá disminuyendo gradualmente en años subsecuentes, hasta llegar a 0% en 2026. A pesar de que este nuevo régimen está diseñado para reducir la dependencia del Gobierno Federal en los pagos que realice PEMEX, la Entidad no puede asegurar que no continuará pagando una porción importante de sus ingresos por ventas totales al Gobierno Federal. A la fecha del Reporte Anual, PEMEX continúa evaluando el impacto que pueden tener estos cambios. Asimismo, el Gobierno Federal podría cambiar las reglas aplicables en el futuro.

El Gobierno Federal ha impuesto controles de precios a los productos de PEMEX en el mercado nacional

El Gobierno Federal ha impuesto, a lo largo del tiempo, controles de precios en las ventas de gas natural y gas licuado de petróleo, gasolinas, diesel, gasóleo para uso doméstico y combustóleo, entre otros. Cuando estos controles de precios se han establecido en el pasado, PEMEX no ha podido transferir todos los aumentos en los precios de los productos que sus clientes adquieren en el mercado nacional cuando el peso se deprecia con relación al dólar. La depreciación del peso incrementa el costo del petróleo crudo y de los productos petrolíferos de PEMEX, sin el correspondiente incremento en sus ingresos a menos que PEMEX pueda aumentar el precio al cual se venden esos productos en México. PEMEX no tiene control sobre las políticas internas del Gobierno Federal y éste puede establecer controles de precios adicionales en el mercado nacional en el futuro. La imposición de controles en los precios podría afectar de manera adversa los ingresos de la Entidad.

La Nación y no PEMEX es propietaria de las reservas de hidrocarburos localizadas en el subsuelo de México y el derecho para continuar extrayendo estas reservas está sujeto a la aprobación de la Secretaría de Energía.

La Constitución estipula que la Nación y no PEMEX tiene la propiedad del petróleo y de todas las reservas de hidrocarburos que se ubican en el subsuelo de México.

El Artículo 27 Constitucional prevé que el Gobierno Federal llevará a cabo las actividades de exploración y producción del petróleo crudo y demás hidrocarburos mediante contratos celebrados con otras compañías petroleras así como a través de asignaciones y contratos celebrados con la Emisora. La

Legislación Secundaria permite a PEMEX y a otras compañías petroleras llevar a cabo la exploración y extracción de petróleo crudo y otras reservas de hidrocarburos localizadas en el subsuelo de México, sujeto a las asignaciones que otorgue la Secretaría de Energía, así como a los contratos que para tales efectos se celebren con la misma, como resultado de las licitaciones que se lleven a cabo.

Las reservas de petróleo crudo y gas natural son esenciales para la producción sostenida y la generación de ingresos para una compañía como la Emisora, por lo que su capacidad para generar ingresos podría verse afectada si el Gobierno Federal limita la exploración y extracción de alguna de las reservas de petróleo crudo o gas natural que fueran asignadas o si PEMEX no puede competir eficazmente con otras compañías petroleras en futuras licitaciones por los derechos de exploración y producción en México.

La información de las reservas de hidrocarburos de México se basa en estimaciones, las cuales son inciertas y sujetas a revisiones

La información sobre las reservas de petróleo crudo, gas y otras reservas que se muestra en el Reporte Anual se basa en estimaciones. Estimar los volúmenes de las reservas de hidrocarburos es un proceso subjetivo que consiste en evaluar acumulaciones subterráneas de petróleo crudo y gas natural, que no se pueden medir en forma exacta; la exactitud de cualquier reserva depende de la calidad y confiabilidad de los datos disponibles, la interpretación geológica y de ingeniería y el juicio subjetivo. Adicionalmente, dichas estimaciones pueden sufrir revisiones con base en los resultados subsecuentes de perforación, las pruebas y la producción. Estas estimaciones también están sujetas a ciertos ajustes en caso de que se presenten cambios en diversas variables incluyendo los precios del petróleo crudo. Por lo tanto, las estimaciones de reservas probadas pueden diferir, en forma importante, con respecto a los volúmenes de petróleo crudo y gas natural que PEMEX pueda efectivamente extraer y recuperar. PEP revisa anualmente las estimaciones de las reservas de hidrocarburos de México, lo cual puede modificar sustancialmente las estimaciones de las mismas. Los objetivos de crecimiento de largo plazo para la producción de petróleo crudo de PEMEX dependen de su capacidad de desarrollar exitosamente las reservas que tenga asignadas y, en caso de no lograrlo, sus metas de largo plazo para el crecimiento de producción podrían verse limitadas.

PEMEX debe hacer fuertes inversiones para mantener sus niveles de producción actuales y para incrementar las reservas probadas de hidrocarburos de México asignadas por el Gobierno Federal. Las reducciones en los rendimientos de PEMEX, así como su incapacidad para obtener financiamiento pueden limitar su capacidad de realizar inversiones

Toda vez que la capacidad de PEMEX para mantener e incrementar sus niveles de producción de petróleo crudo depende, en forma significativa, de su capacidad para desarrollar exitosamente las reservas de hidrocarburos y, a largo plazo, de su capacidad para que se le asigne el derecho para desarrollar reservas adicionales, PEMEX debe de efectuar inversiones de manera continua para incrementar la proporción de recuperación de hidrocarburos y mejorar la fiabilidad y productividad de su infraestructura. Durante 2015, PEMEX hizo descubrimientos por aproximadamente 120 MMbpce de reservas probadas, sin embargo, este volumen no fue suficiente para compensar las reducciones en reservas por revisiones, delimitaciones, desarrollos y producción durante 2015. Las reservas totales disminuyeron 22.1% de 12,380 MMbpce al 31 de diciembre de 2014 a 9,632 MMbpce al 31 de diciembre de 2015. Ver 2)b)A.(i).— “Exploración y producción” – “Reservas”. La producción de petróleo crudo disminuyó en 1.0% de 2012 a 2013, en 3.7% de 2013 a 2014 y en 6.7% de 2014 a 2015 principalmente como resultado de la declinación en la producción en los proyectos de Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Delta del Grijalva, Crudo Ligero Marino e Ixtal-Manik.

La reciente reforma energética en México estableció un proceso denominado Ronda Cero que determinó la asignación inicial de los derechos para realizar actividades de exploración y producción de hidrocarburos en ciertas áreas de México. El 13 de agosto de 2014, la Secretaría de Energía emitió su resolución donde asignó a la Emisora el derecho para continuar explorando y desarrollando áreas que, en su conjunto, contienen el 95.9% de las reservas probadas estimadas de petróleo crudo y gas natural. El desarrollo de las reservas que fueron asignadas a la Emisora conforme a la Ronda Cero, particularmente las reservas ubicadas en aguas profundas del Golfo de México y en los campos de petróleo y gas de lutitas en la cuenca de Burgos demandarán inversiones significativas de capital y plantearán retos operativos importantes. El derecho de desarrollar las reservas asignadas a través de la Ronda Cero está sujeto a que PEMEX pueda cumplir con los planes establecidos para dichos efectos, mismos que fueron preparados conforme a su capacidad técnica, financiera y de ejecución en ese momento. PEMEX no puede garantizar que tendrá o estará en posibilidades de obtener, en el tiempo esperado, los recursos suficientes que sean necesarios para explorar y extraer las reservas a través de las asignaciones que el Gobierno Federal le adjudicó en la Ronda Cero o, en su caso, a través de los derechos que se le adjudiquen en el futuro. La disminución en los precios

del petróleo ha forzado a PEMEX a realizar ajustes a su presupuesto, incluyendo una reducción significativa en sus gastos de inversión. A menos que PEMEX pueda incrementar sus gastos de inversión, podría no tener la capacidad para desarrollar las reservas que le fueron asignadas de conformidad con los planes de exploración y desarrollo. Esto implicaría perder el derecho para la extracción de estas reservas si no cumple con el plan establecido, lo que podría afectar de manera adversa los resultados de operación y condición financiera de PEMEX. Adicionalmente, el aumento en la competencia en el sector de petróleo crudo y gas en México puede incrementar los costos para la obtención de campos adicionales en las licitaciones por los derechos sobre nuevas reservas.

La capacidad de PEMEX para hacer estas inversiones está limitada por la cantidad de impuestos y derechos que se pagan al Gobierno Federal, la facultad del Gobierno Federal para ajustar ciertos aspectos del presupuesto anual de PEMEX, los decrementos cíclicos en sus ingresos debido principalmente a la caída en los precios del petróleo y cualquier restricción en la liquidez de PEMEX. Adicionalmente, la disponibilidad de financiamiento podría limitar la capacidad de PEMEX para realizar inversiones necesarias para mantener los niveles de producción actuales e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos que tiene derecho a extraer. Sin embargo, la reciente reforma energética ha proporcionado a PEMEX la oportunidad de celebrar alianzas estratégicas y asociaciones que pueden reducir sus compromisos de gastos de inversión y permitirle participar en proyectos en los que es más competitivo. Para mayor información sobre las restricciones en la liquidez a la que está expuesto PEMEX, ver 1)c).— *“Factores de riesgo” – “El monto de los pasivos de PEMEX es considerable y está expuesto a restricciones de liquidez, lo cual podría dificultar la obtención de financiamientos en términos favorables, podría afectar la situación financiera, los resultados de operación y la capacidad para pagar la deuda de la Entidad y finalmente, la capacidad de PEMEX para operar como negocio en marcha”.*

Inembargabilidad de los bienes inmuebles de PEMEX

De conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos, en un procedimiento judicial no podrá dictarse embargo contra los bienes inmuebles de la Emisora en tanto no sean desincorporados del régimen de dominio público por el Consejo de Administración de la Emisora.

Factores de riesgo relacionados con los Certificados Bursátiles

Mercado secundario para los Certificados Bursátiles

Actualmente los Certificados Bursátiles presentan niveles bajos de operación en el mercado secundario y no es posible asegurar que existirá un desarrollo sostenido de dicho mercado. Los Certificados Bursátiles han sido inscritos en el RNV y están listados en la BMV. No obstante, no es posible asegurar que surgirá un mercado activo de negociación para los Certificados Bursátiles o que los mismos serán negociados a un precio igual o superior al de su oferta inicial. Lo anterior podría limitar la capacidad de los tenedores de los Certificados Bursátiles para venderlos al precio, en el momento y en la cantidad que desearan hacerlo. Por lo señalado anteriormente, los posibles inversionistas deben estar preparados para asumir el riesgo de su inversión en los Certificados Bursátiles hasta el vencimiento de los mismos.

Sin embargo para fomentar la liquidez de los Certificados Bursátiles, en noviembre de 2013 la Emisora estableció un programa de formadores de mercado para los Certificados Bursátiles a tasa fija y flotante en pesos. Este programa está dirigido a las instituciones financieras conforme a las leyes aplicables en la materia y con base en las reglas de operación emitidas por la Emisora que están publicadas en su página de Internet.

d) Otros valores

La Emisora tiene listados los siguientes valores en el *Euro Multilateral Trading Facility Market*, el mercado alternativo de intercambio de la Bolsa de Valores de Luxemburgo. (Ver 3)c).— *“Información de créditos relevantes”*):

Valores	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa	Cupón	Moneda
Bonds	01-diciembre-93	01-diciembre-23	8.625%	Semestral	Dólares

Valores	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa	Cupón	Moneda
Global Guaranteed Bonds	15-septiembre -98 12-mayo-99*	15-septiembre-27	9.500%	Semestral	Dólares
Global Guaranteed Bonds	01-abril-98	30-marzo-18	9.250%	Semestral	Dólares
	01-febrero-02 21-marzo-03*	01-febrero-22	8.625%	Semestral	Dólares
Notes	05-diciembre-02	05-diciembre-23	3.500%	Semestral	Yenes
Notes	24-febrero-05	24-febrero-25	5.500%	Anual	Euros
Bonds	08-junio-05 02-febrero-06* 22-octubre-07* 30-agosto-10*	15-junio-35	6.625%	Semestral	Dólares
Notes	22-octubre-07 04-junio-08*	01-marzo-18	5.750%	Semestral	Dólares
Bonds	04-junio-08	15-junio-38	6.625%	Semestral	Dólares
Guaranteed Notes	05-agosto-04	05-agosto-16	6.375%	Anual	Euros
Notes	03-febrero-09	03-mayo-19	8.000%	Semestral	Dólares
Notes	02-junio-09	02-junio-22	8.250%	Anual	Libras esterlinas
Notes	18-agosto-09	06-noviembre-17	5.779%	Anual	Euros
Notes	08-octubre-09	09-enero-17	5.500%	Anual	Euros
Notes	05-febrero-10	05-marzo-20	6.000%	Semestral	Dólares
Notes	21-julio-10 26-julio -11*	21-enero-21	5.500%	Semestral	Dólares
Perpetual Bonds	28-septiembre-10 20-octubre-10*	Perpetuo	6.625%	Trimestral	Dólares
Bonds	02-junio-11 18-octubre-11* 18-julio-13*	02-junio-41	6.500%	Semestral	Dólares
Bonds	24-enero-12	24-enero-22	4.875%	Semestral	Dólares
Notes	26-abril-12	26-abril-17	6.125%	Anual	Dólares Australianos
Bonds	26-junio-12 19-octubre-12* 15-octubre-14*	27-junio-44	5.500%	Semestral	Dólares
Notes	30-enero-13	30-enero-23	3.500%	Semestral	Dólares
Notes	18-julio-13	18-julio-18	3.500%	Semestral	Dólares
Notes	18-julio-13	18-julio-18	L3M+202bps	Trimestral	Dólares
Notes	18-julio-13 23-enero-14*	18-enero-24	4.875%	Semestral	Dólares
Notes	27-noviembre-13	27-noviembre-20	3.125%	Anual	Euros
Notes	23-enero-14	23-enero-19	3.125%	Semestral	Dólares
Bonds	23-enero-14	23-enero-45	6.375%	Semestral	Dólares
Notes	16-abril-14	16-abril-26	3.750%	Anual	Euros
Notes	15-octubre-14	15-enero-25	4.250%	Semestral	Dólares
Notes	23-enero-15	23-enero-26	4.500%	Semestral	Dólares
Notes	23-enero-15	23-julio-20	3.500%	Semestral	Dólares
Bonds	23-enero-15	23-enero-46	5.625%	Semestral	Dólares
Notes	21-abril-15	21-abril-22	1.875%	Anual	Euros
Notes	21-abril-15	21-abril-27	2.750%	Anual	Euros

Valores	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa	Cupón	Moneda
Notes	6-noviembre-15	6-noviembre-30	4.625%	Anual	Euros
Notes	4-febrero-16	4-febrero-19	5.500%	Anual	Dólares
Notes	4-febrero-16	4-febrero-21	6.375%	Anual	Dólares
Notes	4-febrero-16	4-agosto-26	6.875%	Anual	Dólares
Notes	15-marzo-16	15-marzo-19	3.750%	Anual	Euros
Notes	15-marzo-16	15-marzo-23	5.125%	Anual	Euros

*reapertura

Asimismo, los siguientes valores se listan en el *SIX Swiss Exchange Ltd.* (Bolsa de Valores de Suiza). Ver 3)c).— *“Información de créditos relevantes”*:

Valores	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa	Cupón	Moneda
Notes	10-abril-12	10-abril-19	2.500%	Anual	Francos suizos
Notes	8-diciembre-15	8-diciembre-20	1.500%	Anual	Francos suizos

Todos los Certificados Bursátiles de la Emisora se encuentran inscritos en el RNV y no tiene otro tipo de valores inscritos en dicho Registro. Ver 2)a).— *“Historia y desarrollo de la Emisora - Inversiones”*.

La Emisora considera que ha cumplido con las obligaciones que tiene como emisora de valores y se encuentra al corriente en el pago tanto de principal como de los intereses generados por dichos valores.

La Emisora considera que ha cumplido, en forma completa y oportuna, con los reportes que se presentan ante la SEC y con los requerimientos que dicha autoridad ha solicitado de tiempo en tiempo. La Emisora envía a la SEC el reporte anual en la Forma 20-F. Asimismo, la Emisora da a conocer a los inversionistas extranjeros los eventos relevantes y los reportes trimestrales (trimestre actual contra mismo trimestre del año anterior) que presenta a la CNBV y a la BMV a través de la presentación de las Formas 6-K ante la SEC.

Asimismo, la Emisora ha presentado copia de los reportes que resultan aplicables (Forma 20-F y Formas 6-K con los reportes trimestrales) ante la Bolsa de Valores de Luxemburgo y la Bolsa de Valores de Suiza, respecto de los valores listados en cada una de ellas.

La Emisora estima haber entregado, de manera completa y oportuna, por los últimos tres ejercicios fiscales, los reportes que la legislación mexicana y extranjera le requieren sobre información periódica y eventos relevantes.

e) Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el RNV

Durante 2015 y hasta la fecha del Reporte Anual, no existieron modificaciones significativas que se hayan realizado a los derechos de los Certificados Bursátiles de la Emisora inscritos en el RNV, excepto por que PEP, Pemex TRI, PCS, PPS y PL se subrogaron en los derechos y obligaciones del Pemex-Exploración y Producción, PR y PGPB bajo el Convenio de Responsabilidad Solidaria para Operaciones Nacionales de fecha 3 de febrero de 2003.

f) Destino de los fondos

La totalidad de los recursos obtenidos de la colocación de los Certificados Bursátiles de la Emisora ingresaron a la tesorería de la Emisora y han sido utilizados conforme al programa de inversión de la misma y de las Entidades Subsidiarias. Ver 2)a).— *“Historia y desarrollo de la Emisora”* — *“Inversiones”* y 3)d)ii).— *“Situación financiera, liquidez y recursos de capital”* — *“Actividades de Financiamiento”*.

g) Documentos de carácter público

El Reporte Anual puede ser consultado en el centro de información de la CNBV, en su página de internet www.cnbv.gob.mx y en la BMV, en su página de internet www.bmv.com.mx o en la página de internet

de la Emisora www.pemex.com. Asimismo, la información pública que la Emisora haya entregado a los reguladores de valores nacionales y extranjeros en términos de la Ley de Mercado de Valores y demás normatividad aplicable puede ser consultada en su página y copia de dicha información también podrá obtenerse a petición de cualquier inversionista mediante una solicitud por escrito a la Emisora ubicada en Avenida Marina Nacional No. 329, Torre Ejecutiva Piso 38, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México, teléfono: (55)1944-9700, correo electrónico: ri@pemex.com, a la atención del Ing. Julio Alberto Valle Pereña, Gerente de Relación con Inversionistas.

2) LA EMISORA

a) Historia y desarrollo de la Emisora

PEMEX es la compañía más grande de México de acuerdo con la publicación de la revista *Expansión* de junio de 2015 y, de conformidad con el *Petroleum Intelligence Weekly* del 17 de noviembre de 2015, es el octavo productor de petróleo crudo y la decimoquinta compañía más grande de petróleo y gas en el mundo, con base en información del año 2014.

Las oficinas corporativas de PEMEX están ubicadas en Avenida Marina Nacional No. 329, Colonia Verónica Anzures, C.P. 11300, Ciudad de México, México con el número de teléfono (55)1944-2500.

En marzo de 1938, el Presidente de México, Lázaro Cárdenas del Río, expropió diversos bienes muebles e inmuebles a las compañías petroleras que operaban en México, y que, en ese momento, eran propiedad de extranjeros. El Congreso de la Unión estableció la creación de la Emisora, mediante el Decreto que crea la Institución Petróleos Mexicanos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de julio de 1938, fecha en la cual inició su vigencia.

El 17 de julio de 1992 entró en vigor la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, mediante la cual, entre otras previsiones, fueron creados los organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial PEP; PR; PGPB, y PPQ, con personalidad jurídica y patrimonio propios, subsidiarios de la Emisora. Cada uno de los Organismos Subsidiarios tenía el siguiente objeto:

- PEP tenía por objeto la exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;
- PR tenía por objeto los procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos productos y sus derivados;
- PGPB tenía por objeto el procesamiento de gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas que eran considerados petroquímicos básicos (etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano, utilizados como materia prima en procesos industriales petroquímicos) con anterioridad a la promulgación de la Ley de Hidrocarburos en agosto de 2014; y
- PPQ tenía por objeto los procesos industriales petroquímicos, así como su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

Decreto de la Reforma Energética

El Decreto de la Reforma Energética fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013 y entró en vigor al día siguiente de su publicación, previéndose en sus artículos transitorios, entre otras cuestiones, los plazos para que el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones al marco jurídico para regular a las actividades del sector energético en México ("Legislación Secundaria").

En el Decreto de la Reforma Energética se establecen, entre otras previsiones, las siguientes:

- Los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos localizados en el subsuelo de México continúan siendo propiedad de la Nación.

- La Secretaría de Energía, con la asistencia técnica de la CNH adjudicó a la Emisora las asignaciones iniciales para la exploración y extracción de hidrocarburos, tomando en consideración las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva. Conforme a lo anterior, con fecha 21 de marzo de 2014, la Emisora presentó la solicitud respecto de los campos que consideró le permiten mantener la producción actual y ofrecen suficientes oportunidades exploratorias para lograr el crecimiento de la producción de PEMEX en el futuro. El 13 de agosto de 2014, la Secretaría de Energía publicó los resultados de la Ronda Cero conforme a la cual se le asignó a la Emisora el 95.9% de las reservas probadas de petróleo crudo y de gas natural de México que fueron objeto de la solicitud. La Secretaría de Energía puede otorgar, de manera excepcional, asignaciones adicionales de los derechos para realizar actividades de exploración y extracción a la Emisora o a otras empresas productivas del Estado, conforme a la Ley de Hidrocarburos. Ver 2(a).— *“Historia y desarrollo de la Emisora” – “Reforma Energética” — “Asignaciones de derechos de exploración y desarrollo”*.
- Las empresas productivas del Estado y cualquier otra compañía que participen en la industria petrolera de México podrán reportar, para efectos contables y financieros, las asignaciones o contratos y los beneficios correspondientes esperados, siempre y cuando se afirme que todos los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos que se encuentren en el subsuelo de México son propiedad de la Nación.

La Legislación Secundaria

El 6 de agosto de 2014, el Congreso de la Unión concluyó el proceso para aprobar la Legislación Secundaria, misma que fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014. La Legislación Secundaria se compone de nueve leyes nuevas, sin embargo, para efectos de las operaciones de la Emisora, se consideran relevantes las siguientes:

- Ley de Hidrocarburos, que abroga a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;
- Ley de Petróleos Mexicanos que abroga a la anterior Ley de Petróleos Mexicanos la cual entró en vigor el 29 de noviembre de 2008;
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética;
- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; y
- Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

Por otra parte, la Legislación Secundaria emitida al amparo de la Reforma Energética se integra por diversas leyes que fueron modificadas, incluyendo, entre otras, las siguientes:

- Ley Federal de las Entidades Paraestatales;
- Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria;
- Ley General de Deuda Pública;
- Ley Federal de Derechos;
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal;
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas; y
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

Asimismo, el 31 de octubre de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación diferentes reglamentos de las leyes emitidas bajo la Legislación Secundaria, entre ellos, el Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el cual fue modificado con fecha 9 de febrero de 2015.

Régimen especial para la Emisora

El 7 de octubre de 2014 la Emisora se transformó de un organismo público descentralizado a una empresa productiva del Estado, fecha en la que entró en vigor la Ley de Petróleos Mexicanos, salvo por algunas disposiciones. Como empresa productiva del Estado, la Emisora es de propiedad exclusiva del Gobierno Federal y tiene como objeto llevar a cabo, en términos de la legislación aplicable, la exploración y extracción de petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización, generando valor económico y rentabilidad para el Estado con sentido de equidad, responsabilidad social y ambiental.

El 2 de diciembre de 2014, al encontrarse en funciones el nuevo Consejo de Administración de la Emisora y en operación sus mecanismos de fiscalización, transparencia y rendición de cuentas, la Secretaría de Energía publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la declaratoria señalada en el Transitorio Décimo de la Ley de Petróleos Mexicanos, con la cual entró en vigor el régimen especial de PEMEX relativo a empresas productivas subsidiarias, empresas filiales, remuneraciones, bienes, responsabilidades administrativas, presupuesto, deuda y dividendo estatal. 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.

Reorganización Corporativa

En términos del Transitorio Octavo de la Ley de Petróleos Mexicanos, el 18 de noviembre de 2014, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó la propuesta del Director General para la reorganización corporativa de PEMEX.

La citada reorganización prevé que los cuatro Organismos Subsidiarios se transformen en dos nuevas Entidades Subsidiarias. Pemex-Exploración y Producción se transforma en la empresa productiva subsidiaria PEP. Asimismo, PR, PGPB y PPQ se transforman en la empresa productiva subsidiaria Pemex TRI y se crean cinco nuevas empresas productivas subsidiarias PCS, PPS, PL, PF y PE. Cada una de estas empresas tiene personalidad jurídica y patrimonio propio, sujetas a la conducción, dirección y coordinación de la Emisora.

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó los acuerdos de creación de cada una de las nuevas empresas productivas subsidiarias, mismos que fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación con fecha 28 de abril de 2015.

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 PEP como del acuerdo de creación de PCS que emitió el Consejo de Administración de la Emisora, 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 PPS, PF y PE, emitidos por el Consejo de Administración de la Emisora, 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 PL que emitió el Consejo de Administración de la Emisora, 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 TRI que emitió el Consejo de Administración de la Emisora. Dicho acuerdo de creación entró en vigor el 1 de noviembre de 2015.

Las Entidades Subsidiarias tienen el objeto siguiente:

- PEP lleva a cabo la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.
- Pemex TRI realiza las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

- PPS lleva a cabo servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos, entre otros.
- PL presta el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados, a PEMEX y a terceros, entre otros.
- PCS se encarga de la generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica, entre otros.
- PF lleva a cabo la producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados, entre otros.
- PE produce, distribuye y comercializa derivados del metano, etano y del propileno, por cuenta propia o de terceros, entre otros.

Aspectos relevantes de la Legislación Secundaria en materia de hidrocarburos

A continuación se describen los aspectos relevantes de la Legislación Secundaria en materia de hidrocarburos en México

- La Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establecen un nuevo marco jurídico que regula las actividades de exploración y producción de hidrocarburos que se realicen a través de asignaciones y contratos, así como el régimen de ingresos que recibirá el Gobierno Federal derivados de tales actividades.
- En lo concerniente a la Ley de Hidrocarburos se prevé que el Gobierno Federal, por conducto de la CNH, podrá celebrar contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos con PEMEX o con otras personas morales, así como que la selección del contratista tendrá lugar a través de un proceso de licitación, previendo que la Secretaría de Energía establecerá el modelo de contratación para cada área contractual que se licite o se adjudique, para lo cual podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia ("Contratos para la Exploración y Extracción"), mientras que la SHCP establecerá las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de cada contrato.
- Las contraprestaciones que se establezcan en los Contratos para la Exploración y Extracción se sujetarán a lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. *Ver 2)b)E.— "Legislación aplicable y situación tributaria".*
- Por lo que respecta a las actividades de tratamiento y refinación de petróleo, el procesamiento de gas natural y la exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos, así como el transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, requerirán de un permiso otorgado por la Secretaría de Energía o por la CRE en términos de la Ley de Hidrocarburos, la cual prevé los procedimientos para que los interesados soliciten tales permisos.
- Los artículos transitorios de la Ley de Hidrocarburos establecen que a partir del año 2016, los permisos para el expendio al público de gasolinas y diesel serán otorgados por la CRE y, como máximo hasta el 31 de diciembre del año 2017, la regulación sobre precios máximos de gasolinas y diesel al público, será establecida mediante acuerdo por el Gobierno Federal, y deberá considerar las diferencias relativas por costos de transporte entre regiones, la inflación y la volatilidad de los precios internacionales de estos productos, entre otras cuestiones. A partir del 1 de enero de 2018 los precios se determinarán bajo condiciones de mercado.
- El 28 de agosto de 2014 se publicó el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, mismo que entró en vigor al día siguiente de su publicación. CENAGAS, organismo público descentralizado del Gobierno Federal, es el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural. Este sistema es un sistema interconectado que se conforma de los ductos de transporte e instalaciones de almacenamiento de gas natural y los equipos de compresión, licuefacción, descompresión, regasificación y demás instalaciones vinculadas a la infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural que sean propiedad del CENAGAS o de otras compañías que participen en este sistema. Conforme a la Ley de Hidrocarburos, PGPB transfirió los recursos necesarios para que el CENAGAS adquiriera y administre la infraestructura del sistema.

- La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, modificada como parte de la Legislación Secundaria, otorga a la Secretaría de Energía facultades adicionales en relación con las actividades de petróleo crudo y gas que se realicen en México. Adicionalmente, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, publicada como parte de la Legislación Secundaria, otorga facultades técnicas y administrativas a la CNH y a la CRE sobre algunas de las operaciones de PEMEX y del sector energético en general. A continuación se describen algunas de las facultades a su cargo:
 - La Secretaría de Energía, con la asistencia técnica de la CNH, está facultada para adjudicar las asignaciones a la Emisora o a otras empresas productivas del Estado; seleccionar las áreas que puedan ser objeto de los procesos de licitación de las actividades de exploración y extracción; establecer los lineamientos técnicos que deberán observarse en el proceso de licitación, así como en las modalidades de contrato respectiva, y otorgar permisos para el tratamiento y refinación de petróleo crudo y procesamiento de gas natural y la importación y exportación de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos.
 - La CNH es responsable de llevar a cabo el proceso de licitación y suscribir los contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos así como la supervisión de los planes de extracción.
 - La CRE regula y otorga los permisos para el almacenamiento, transporte y distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos a través de ductos, así como para el acceso de terceros a los ductos de transporte y al almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados y la regulación de ventas de primera mano de dichos productos.
 - LA CNH y la CRE tienen personalidad jurídica propia y autonomía técnica y administrativa para llevar a cabo sus funciones.
- ASEA fue creada para regular y supervisar las actividades e instalaciones en la industria de hidrocarburos en relación con la seguridad industrial y protección del medio ambiente. ASEA es un órgano administrativo desconcentrado de la SEMARNAT con autonomía técnica y de gestión y tiene por objeto la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos a través de la regulación y supervisión de, entre otras actividades, el desmantelamiento y abandono de instalaciones y el control integral de los residuos y emisiones contaminantes. ASEA comenzó sus actividades el 2 de marzo de 2015.
- La Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo prevé la constitución de dicho Fondo, el cual tiene el carácter de fideicomiso público e inició operaciones el 1 de enero de 2015. El fondo es el encargado de recibir todos los ingresos que correspondan al Gobierno Federal derivados de las asignaciones y contratos que se celebren por las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, con excepción de los impuestos que correspondan por estas actividades. Este fideicomiso público realizará, en primera instancia, los pagos establecidos en dichas asignaciones y contratos; posteriormente, realizará transferencias a diversos fondos para financiar el gasto público y finalmente destinará recursos al ahorro de largo plazo, incluyendo inversión en activos financieros. El Banco de México funge como fiduciario y cuenta con un comité técnico integrado por el Secretario de Hacienda y Crédito Público; el Secretario de Energía; el Gobernador del Banco de México, y cuatro miembros independientes.
- La Legislación Secundaria, incluyendo la Ley de Hidrocarburos, prevé disposiciones encaminadas a prevenir y sancionar actos de corrupción a través de la supervisión y, en su caso, la investigación y sanciones a las personas y servidores públicos que participan en el sector energético en México.
- La Legislación Secundaria prevé que el Gobierno Federal podrá asumir una proporción de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones en curso de pago, así como las que correspondan a los trabajadores en activo de la Emisora y Entidades Subsidiarias, sujeto a ciertas condiciones como que se modifique el régimen de pensiones de los nuevos y actuales empleados. Ver 2)b)F.— “Recursos Humanos”.

Asignaciones de derechos de exploración y desarrollo

La Secretaría de Energía, con la asistencia técnica de la CNH, evaluó la solicitud de la Emisora conforme al Transitorio Sexto del Decreto de la Reforma Energética, para adjudicarle las áreas en

exploración y los campos que están en producción que tiene capacidad de operar, a través de asignaciones, con base en sus capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva. El 13 de agosto de 2014, la Secretaría de Energía publicó los resultados de la Ronda Cero donde se le asignaron a la Emisora los derechos del 95.9% de las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural que fueron solicitadas. La Secretaría de Energía podrá asignar, de manera excepcional, áreas adicionales para realizar exploración y producción de hidrocarburos a la Emisora o a otras empresas productivas del Estado.

En relación con las asignaciones de la Ronda Cero, la Secretaría de Energía autorizó los planes de exploración de las áreas en donde PEMEX ha hecho descubrimientos comerciales o inversiones, así como los planes de desarrollo para la extracción de hidrocarburo en campos productores. Los derechos que tiene PEMEX para continuar realizando las actividades de exploración y producción en las áreas que le fueron asignadas están sujetos a los términos y condiciones contenidos en los títulos de asignación otorgados por el Gobierno Federal. Los títulos de asignación que regulan las áreas de exploración que fueron asignadas a la Emisora requieren, entre otras cosas, que PEMEX lleve a cabo las actividades de exploración de conformidad con el plan de exploración autorizado para esa área dentro de los tres primeros años a partir de recibir la asignación. Este periodo inicial podrá ser prorrogado por dos años adicionales dependiendo de las características técnicas del área; el cumplimiento del plan de exploración autorizado, y de los resultados obtenidos. Si tiene lugar un descubrimiento comercial durante la fase inicial de exploración, los títulos de asignación podrán disponer que PEMEX podrá presentar a la CNH un plan de desarrollo para la extracción de hidrocarburos dentro del área. Obtenida la autorización por parte de la CNH, PEMEX podrá llevar a cabo actividades de extracción de conformidad con su plan de desarrollo. Por otra parte, los títulos de asignación que regulan la mayoría de las áreas de producción le otorgan el derecho de llevar a cabo las actividades de extracción por un periodo de 20 años, sujeto a que cumpla con el plan de desarrollo autorizado para cada área de producción dentro del plazo especificado por la CNH. El resto de las áreas de producción de PEMEX, que en conjunto contienen aproximadamente 398 MMb de petróleo crudo equivalente de reservas probadas, le fueron asignadas temporalmente por un plazo de dos años a efecto de garantizar la continuidad de operaciones de estos campos productores hasta que formen parte de un proceso licitatorio. Los títulos de asignación que regulan tanto las áreas de exploración como las de extracción, incluyen mecanismos por medio de los cuales la Secretaría de Energía puede revocar la asignación y recuperar esa área.

La Ley de Hidrocarburos establece que una vez que un área ha sido asignada a PEMEX, ésta puede solicitar permiso a la Secretaría de Energía para migrar la asignación a un nuevo régimen contractual y la Secretaría de Energía resolverá lo necesario con la asistencia técnica de la CNH. Si, en relación con la migración de una asignación, PEMEX decidiera celebrar una alianza o asociación con otra compañía para la exploración y extracción, la CNH deberá realizar una licitación a fin de seleccionar al socio respectivo conforme a los lineamientos técnicos que establezca la Secretaría de Energía, para lo cual solicitará la opinión favorable de PEMEX respecto a los elementos técnicos, financieros, de ejecución y de experiencia que las compañías interesadas deben reunir para participar en la licitación y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que establezca la SHCP.

PEP podrá modificar los CIEP y los COPF celebrados antes de la entrada en vigor de la Legislación Secundaria para migrarlos a los Contratos para la Exploración y Extracción previstos en la Ley de Hidrocarburos, sin necesidad de llevar a cabo un proceso de licitación, previo acuerdo de las partes, si los lineamientos técnicos que establezca la Secretaría de Energía solicitando la opinión de PEMEX en su elaboración y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que determine la SHCP son aceptables para las partes. Una vez que las partes en los contratos lleguen a un acuerdo, los CIEP o los COPF originales serán sustituidos por los nuevos Contratos para la Exploración y Extracción sin la necesidad de un proceso de licitación. Si las partes no están de acuerdo con los lineamientos técnicos y los términos contractuales y fiscales propuestos, los CIEP y los COPF continuarán vigentes y sin modificaciones. Para más información sobre estos contratos, Ver 2)b)A.(i).—“Exploración y producción” - “COPF y CIEP”.

Procesos Licitatorios

En diciembre de 2014, la Secretaría de Energía lanzó la Ronda Uno, por medio de la cual las áreas que no fueron solicitadas por la Emisora o no le fueron asignadas a través de la Ronda Cero (incluyendo las áreas asignadas a PEMEX de manera temporal) estarán sujetas a un proceso de licitación, en donde PEMEX y otras compañías podrían participar, sujetas al cumplimiento de ciertos requisitos. Se espera que la Ronda Uno incluya un total de 169 bloques—109 bloques de exploración y 60 bloques de producción—que abarcan un área aproximada de 28,500 km². PEMEX planea participar en la Ronda Uno así como en procesos licitatorios posteriores.

Como parte de la Ronda Uno, la CNH llevará a cabo procesos de licitación para determinar los socios con los que PEMEX puede celebrar Contratos para la Exploración y Extracción para ciertas áreas que le fueron asignadas a la Emisora en la Ronda Cero. En marzo de 2016, PEMEX redefinió su estrategia de asociaciones dadas las condiciones actuales del mercado petrolero. De esta forma, en el corto plazo, PEMEX ha identificado 3 oportunidades prioritarias para celebrar alianzas en campos maduros terrestres: Ogarrio, Cárdenas-Mora y Rodador. Dichas oportunidades ya cuentan con la aprobación de la Secretaría de Energía para continuar con su proceso de migración y PEMEX tiene previsto iniciar la licitación para determinar a los socios lo antes posible. Las áreas seleccionadas fueron identificadas por su rentabilidad y perspectivas de producción.

PEMEX ha considerado llevar a cabo la migración de los campos Samaria, Bolontikú-Sinán, Ek-Balam, Ayatsil-Tekel-Utsil, Kunah-Piklis, Trión, Maximino y Exploratus pero los reevaluará antes de continuar con el proceso respectivo.

A la fecha del Reporte Anual, PEMEX no ha participado todavía en la Ronda Uno, pero planea participar en la cuarta etapa de la Ronda Uno que incluirá diez áreas exploratorias en las áreas localizadas en el Cinturón Plegado Perdido y la Cuenca Salina de aguas profundas en el Golfo de México.

Nuevo régimen fiscal

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos que forma parte de la Legislación Secundaria prevé, entre otros, las contraprestaciones que serán establecidas en los Contratos para la Exploración y Extracción que otorgue el Gobierno Federal a PEMEX y a otras compañías. Ver 2)b)E.— “Legislación aplicable y situación tributaria”.

Inversiones

La siguiente tabla muestra las inversiones, excluyendo aquellas que corresponden a mantenimiento, para cada uno de los años terminados de 2011 a 2015, así como el presupuesto de estas inversiones para 2016. Los montos de inversión se derivan de los registros presupuestales de la Emisora, con base en el flujo de efectivo y podrían no coincidir con las inversiones incluidas en los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la Emisora preparados bajo NIIF. La siguiente tabla muestra las inversiones por subsidiaria. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2015 se han incluido las inversiones hechas por las Entidades Subsidiarias antes de la reorganización corporativa y para las nuevas empresas productivas subsidiarias las inversiones realizadas después de la entrada en vigor de sus acuerdos de creación. La información del 2016 corresponde al presupuesto autorizado para las nuevas empresas productivas subsidiarias.

Inversiones por Subsidiaria

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					Presupuesto 2016 ⁽¹⁾
	2011	2012	2013	2014	2015	
	(millones de pesos) ⁽²⁾					
PEP ⁽³⁾	\$177,059	\$193,801	\$212,556	\$222,069	\$153,110	\$121,818
PR.....	25,157	28,944	29,794	39,767	34,152	—
PGPB.....	3,019	4,468	5,405	7,549	5,070	—
PPQ.....	2,426	2,892	4,003	4,765	2,604	—
Pemex TRI.....	—	—	—	—	4,952	21,369
PL.....	—	—	—	—	631	4,449
PE.....	—	—	—	—	426	1,786
PPS.....	—	—	—	—	—	1,421
PF.....	—	—	—	—	205	444
Emisora.....	717	943	1,707	3,006	2,157	5,422
Total de inversiones.....	\$208,378	\$231,048	\$253,465	\$277,156	\$203,307	\$156,709

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

(1) Presupuesto modificado, autorizado el 31 de marzo de 2016 e informado al Consejo de Administración de la Emisora el 5 de abril de 2016.

(2) Las cifras del 2011 al 2015 están expresadas en pesos nominales. Las cifras de 2016 están expresadas en pesos constantes de 2016.

(3) La información al 31 de diciembre de 2015 incluye las inversiones realizadas tanto por Pemex-Exploración y Producción y la empresa productiva subsidiaria PEP. Las cifras del presupuesto de 2016 corresponden a PEP.

Fuente: La Emisora.

La siguiente tabla muestra la información de las inversiones, excluyendo aquellas relativas a mantenimiento no capitalizable, por línea de negocio, tanto del ejercicio del 2015 como del presupuesto del 2016.

Inversiones por Segmento

	2015	Presupuesto 2016 ⁽¹⁾
	en millones de pesos	
Exploración y Producción ⁽²⁾	\$ 151,546	\$ 121,576
Refinación ⁽³⁾	29,646	18,919
Gas y Petroquímica Básica ⁽⁴⁾	5,160	2,093
Petroquímica ⁽⁵⁾	494	357
Perforación y Servicios ⁽⁶⁾	1,564	1,663
Logística ⁽⁷⁾	9,827	4,449
Fertilizantes ⁽⁸⁾	1,044	444
Etileno ⁽⁹⁾	1,869	1,786
Corporativo y otras subsidiarias	2,157	5,422
Total de inversiones	\$ 203,307	\$ 156,709

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

(1) Presupuesto modificado, aprobado por el Consejo de Administración de la Emisora el 26 de febrero de 2016.

(2) Las cifras para el segmento de exploración y producción al 31 de diciembre de 2015 incluye inversiones realizadas por el segmento de perforación y servicios hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PPS el 1 de agosto de 2015 y del segmento de logística hasta la entrada en vigor de PL el 1 de octubre de 2015.

(3) Las cifras del segmento de refinación al 31 de diciembre de 2015 se localizan en el presupuesto de Pemex TRI.

(4) Las cifras del segmento de gas y petroquímica básica al 31 de diciembre de 2015 se localizan en el presupuesto de Pemex TRI.

(5) Las cifras del segmento de petroquímica al 31 de diciembre de 2015 incluye inversiones realizadas por el segmento de etileno hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PE el 1 de octubre de 2015 y del segmento de fertilizantes hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PF el 1 de octubre de 2015. Las cifras del segmento de petroquímica al 31 de diciembre de 2015 se localizan en el presupuesto de Pemex TRI.

(6) Las cifras del segmento de perforación y servicios al 31 de diciembre de 2015 se refiere al presupuesto a partir del 1 de agosto de 2015, cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PPS.

(7) Las cifras del segmento de logística al 31 de diciembre de 2015 se refiere al presupuesto a partir del 1 de octubre de 2015, cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PL.

(8) Las cifras para el segmento de fertilizantes al 31 de diciembre de 2015 se refiere al presupuesto a partir del 1 de octubre de 2015, cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PF.

(9) Las cifras para el segmento de etileno al 31 de diciembre de 2015 se refiere al presupuesto a partir del 1 de octubre de 2015, cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PE.

Fuente: La Emisora.

Inversiones por proyecto: la siguiente tabla presenta las inversiones por proyecto, excluyendo aquellas relativas al mantenimiento no capitalizable, de los últimos cinco ejercicios, terminados el 31 de diciembre de 2015, así como el presupuesto de inversión de 2016:

Inversiones ⁽¹⁾

	Año que termina el 31 de diciembre del					Presupuesto 2016 ⁽²⁾
	2011	2012	2013	2014	2015	
	(millones de pesos) ⁽³⁾					
Exploración y Producción						
Ku-Maloob-Zaap	\$ 21,554	\$ 22,720	\$ 29,738	\$ 34,232	\$ 23,507	\$ 20,316
Tsimin-Xux ⁽⁴⁾	—	—	13,312	19,638	13,950	9,333
Cantarell ⁽⁵⁾	36,303	42,139	28,171	18,276	11,217	11,903
Chuc ⁽⁶⁾	3,730	7,870	9,897	10,618	10,037	8,231
Crudo Ligero Marino ⁽⁴⁾⁽⁷⁾	—	—	10,000	12,829	9,275	7,081
Integral Yaxché	1,986	2,485	3,858	4,695	6,649	8,033
Burgos	19,564	17,324	10,316	11,695	5,855	3,294
Antonio J. Bermúdez ⁽⁵⁾⁽⁸⁾	11,218	13,126	11,489	8,840	5,352	3,357
Delta del Grijalva	6,501	5,671	6,169	5,348	4,687	3,088
Ogarrio-Sánchez Magallanes ⁽⁸⁾	—	—	6,693	7,020	4,626	3,691
Bellota-Chinchorro ⁽⁹⁾	4,912	3,101	3,607	3,739	4,070	2,728
Lakach	128	194	1,829	6,141	3,079	5,573
Aceite Terciario del Golfo	21,919	20,864	20,049	18,943	2,817	3,345
Ek-Balam	725	1,023	2,549	5,304	2,722	687
Cactus-Sitio Grande ⁽⁴⁾⁽¹⁰⁾	1,995	2,544	4,208	3,928	2,671	2,128
El Golpe-Puerto Ceiba	1,274	2,691	3,708	4,148	2,605	1,929

Cuenca de Veracruz ⁽⁴⁾	—	—	3,703	4,262	1,538	626
Ixtal-Manik ⁽⁴⁾	—	—	1,631	1,815	1,439	1,572
Ayín-Alux	591	56	34	789	1,161	603
Jufo-Tecominoacán ⁽⁵⁾	3,658	3,555	3,336	1,680	847	1,675
Cuenca de Macuspana ⁽⁴⁾	—	—	614	874	476	524
Tamaulipas-Constituciones	3,800	3,313	2,736	1,205	459	859
Integral Poza Rica	4,687	4,948	1,721	1,695	438	868
Costero Terrestre ⁽⁴⁾	—	—	516	1,110	321	334
Arenque ⁽⁵⁾	1,159	1,241	1,696	708	26	24
Lankahuasa ⁽⁴⁾	—	—	37	33	—	32
Programa Estratégico de Gas ⁽⁴⁾⁽⁵⁾ ..	27,790	29,870	1,394	—	—	—
Och-Uech-Kax ⁽⁷⁾	1,084	964	80	—	—	—
Carmito-Artesa ⁽¹⁰⁾	319	611	30	—	—	—
Caan ⁽⁶⁾	658	1,093	27	—	—	—
Cárdenas ⁽⁹⁾	226	4	—	—	—	—
Otros Proyectos						
Exploratorios ⁽⁵⁾⁽¹¹⁾⁽¹²⁾	—	4,208	28,070	31,403	31,146	19,001
Otros Proyectos de Desarrollo	—	—	—	21	17	—
Soporte Técnico y Administrativo...	<u>1,280</u>	<u>2,188</u>	<u>1,338</u>	<u>1,078</u>	<u>557</u>	<u>741</u>
Total	177,059	193,801	212,556	222,069	151,546	121,576
Refinación						
Calidad de los combustibles ⁽¹³⁾	6,571	6,558	5,568	7,814	9,045	5,725
Reconfiguración de la refinería						
Miguel Hidalgo en Tula.....	—	—	253	1,077	4,674	2,195
Conversión de residuales en la						
refinería de Salamanca.....	78	155	927	1,310	913	117
Nueva refinería en Tula ⁽¹⁴⁾	60	446	2,463	1,128	561	1
Poliducto Tuxpan y terminales de						
almacenamiento y distribución.....	770	597	255	275	100	57
Reconfiguración de la refinería de						
Minatitlán	2,850	5,366	—	—	—	—
Otros	<u>14,827</u>	<u>15,822</u>	<u>20,328</u>	<u>28,163</u>	<u>14,353</u>	<u>10,824</u>
Total	25,157	28,944	29,794	39,767	29,646	18,919
Gas y Petroquímica Básica						
Modernización de las áreas de						
movimiento de productos de						
CPGs	—	—	155	252	534	384
Proyecto Integral de Confiabilidad						
Eléctrica de los CPGs.....	—	—	—	240	474	117
Modernización de los Sistemas de						
Medición, Control y Seguridad de						
los CPGs.....	—	284	273	187	463	301
Modernización y rehabilitación de						
las instalaciones del Sistema de						
Suministro y Tratamiento de Agua						
en el CPG Nuevo Pemex.....	—	29	47	117	344	233
Adecuación de plantas						
fraccionadoras y reconversión de						
endulzadora de líquidos en el						
CPG Nuevo Pemex.....	—	8	53	880	320	157
Acondicionamiento de las						
instalaciones para el suministro de						
etano en el CPG Cactus.....	—	—	105	313	234	35
Requerimientos de seguridad para						
incrementar la confiabilidad						
operativa de los CPGs.....	—	7	—	74	211	28
Conservación y modernización del						
área de almacenamiento del CPG						
Coatzacoalcos.....	—	20	71	286	208	84
Rehabilitación de						
turbocompresores de etano y						
refrigeración de las plantas						
fraccionadoras del CPG Nuevo						
Pemex.....	—	—	—	—	199	55
Conservación de la confiabilidad						
operativa del CPG Ciudad Pemex	53	150	—	352	196	29
Conservación de la capacidad de						
procesamiento del CPG Nuevo						
Pemex.....	228	268	237	504	180	10
Rehabilitación y modernización de	—	—	—	27	143	232

los turbocompresores de gas natural de las plantas criogénicas del CPG Nuevo Pemex.....						
Mantenimiento integral a las instalaciones del CPG Cactus.....	—	—	—	113	137	3
Mantenimiento integral de las plantas endulzadoras de gas 1, 2, 3 y 12 del CPG Cactus.....	—	—	—	30	109	59
Acondicionamiento de los sistemas de desfogue en el CPG Cactus.....	—	41	—	—	109	24
Otros.....	<u>2,738</u>	<u>3,661</u>	<u>4,464</u>	<u>4,174</u>	<u>1,299</u>	<u>342</u>
Total	3,019	4,468	5,405	7,549	5,160	2,093
Petroquímicos						
Infraestructura para áreas de mantenimiento y de servicios industriales.....	—	—	24	173	111	13
Eficientización del almacenamiento y distribución I...	82	82	221	142	102	85
Sostenimiento de la capacidad de producción de las instalaciones del sector preparadoras de carga I en el complejo petroquímico Cangrejera.....	56	63	41	68	52	4
Mantenimiento de la planta de estireno-etilbenceno.....	—	—	17	168	48	13
Modernización y ampliación del tren de aromáticos I del complejo petroquímico Cangrejera.....	941	777	495	539	29	4
Sostenimiento de la capacidad de producción de las instalaciones del sector preparadoras de carga II en el complejo petroquímico Cangrejera.....	—	—	15	75	14	153
Otros.....	<u>1,347</u>	<u>1,970</u>	<u>3,190</u>	<u>3,600</u>	<u>138</u>	<u>85</u>
Total	2,426	2,892	4,003	4,765	494	357
Logística						
Evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica de los oleoductos Nuevo Teapa - Madero – Cadereyta.....	—	—	—	—	574	179
Implementación del sistema SCADA en 47 sistemas de transporte por ducto.....	—	—	—	—	520	143
Evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica de los poliductos, turbosinoductos, dieselductos, premiunductos, magnaductos, combustoleoductos y gasoductos en la Zona Centro...	—	—	—	—	464	24
Evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica del oleoducto de Poza Rica - Salamanca y oleoducto Nuevo Teapa- Tula-Salamanca.....	—	—	—	—	461	87
Sostenimiento de los sistemas de seguridad, medición, control y automatización en TARs.....	—	—	—	—	460	463
Modernización de la flota mayor...	—	—	—	—	458	230
Transporte de gas natural de Jáltipan a la refinería de Salina Cruz.....	—	—	—	—	403	23
Renovación de remolcadores, chalanes y buques multipropósito de la flota menor de PEMEX.....	—	—	—	—	401	129
Adquisición de cinco buques tanque de contado y/o por arrendamiento financiero.....	—	—	—	—	363	204

Mantenimiento de instalaciones marítimas.....	—	—	—	—	316	19
Mantenimiento integral de los sistemas de ductos de gas natural y gas licuado de petróleo.....	—	—	—	—	293	152
Modernización y adecuación de los sistemas instrumentados de seguridad y de control básico de las estaciones de bombeo, rebombeo y recibo de la Subgerencia de Transporte por ducto Norte.....	—	—	—	—	278	73
Sustitución de los buques tanque Nuevo Pemex I, II, III y IV mediante adquisición y/o arrendamiento financiero.....	—	—	—	—	278	142
Evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica de los poliductos y combustoleoductos en la zona Norte y Pacífico.....	—	—	—	—	271	166
Rehabilitaciones, modificación y modernización de las estaciones de compresión y bombeo a nivel nacional.....	—	—	—	—	221	458
Otros.....	—	—	—	—	4,066	1,957
Total	—	—	—	—	9,827	4,449
Perforación y Servicios						
Adquisición de dos equipos modulares de perforación.....	—	—	—	—	723	78
Adquisición de dos plataformas auto elevables.....	—	—	—	—	553	482
Adquisición de nueve equipos de perforación terrestres.....	—	—	—	—	288	227
Adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos.....	—	—	—	—	—	714
Programa de mantenimiento equipos de perforación y reparación de pozos.....	—	—	—	—	—	162
Total	—	—	—	—	1,564	1,663
Etileno						
Ampliación y modernización de la cadena de derivados del etano I en el CP Morelos.....	—	—	—	—	402	—
Modernización y optimización de la infraestructura de servicios auxiliares I en el CP Cangrejera...	—	—	—	—	277	—
Seguridad y protección ambiental derivado de observaciones y normatividad IV en el CP Morelos..	—	—	—	—	114	35
Mantenimiento de la capacidad de la planta de polietileno de baja densidad.....	—	—	—	—	112	226
Modernización del sistema de red contra incendio del CP Cangrejera	—	—	—	—	102	43
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno 2013-2015 del CP Morelos.....	—	—	—	—	93	158
Sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano II, en el CP Morelos.....	—	—	—	—	87	20
Sostenimiento de la capacidad de producción de servicios auxiliares II.....	—	—	—	—	78	75
Sostenimiento de la capacidad de producción de los servicios auxiliares III en CP Cangrejera.....	—	—	—	—	59	33
Sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano III.....	—	—	—	—	54	—

Mantenimiento de la capacidad de producción de áreas de servicios auxiliares del CP Morelos.....	—	—	—	—	48	86
Modernización y optimización de la infraestructura de servicios auxiliares I en el CP Morelos.....	—	—	—	—	5	199
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta Swing 2015-2017 del CP Morelos.....	—	—	—	—	7	149
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta Mitsui 2015-2017 del CP Morelos.....	—	—	—	—	4	123
Sostenimiento y optimización de la capacidad de operación de las terminales refrigeradas de etileno, TREEP I y II del CP Pajaritos.....	—	—	—	—	—	101
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de óxido de etileno 2015-2017 del CP Morelos.....	—	—	—	—	1	79
Otros.....	—	—	—	—	426	459
Total	—	—	—	—	1,869	1,786
Fertilizantes⁽¹⁵⁾						
Rehabilitación de la planta de amoniaco No. IV, integración y sus servicios auxiliares del CP Cosoleacaque.....	—	—	—	—	791	206
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta VII de amoniaco y sus servicios auxiliares del CP Cosoleacaque....	—	—	—	—	101	99
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta VI de amoniaco del CP Cosoleacaque.....	—	—	—	—	97	35
Seguridad y protección ambiental derivado de observaciones y normatividad II en CP Cosoleacaque.....	—	—	—	—	43	104
Otros.....	—	—	—	—	12	—
Total					1,044	444
Emisora						
Total	717	943	1,707	3,006	2,157	5,422
Total inversiones	\$ 208,378	\$ 231,048	\$ 253,465	\$ 277,156	\$ 203,307	\$ 156,709

Notes: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo de cifras.

CP = Complejo Petroquímico.

(1) Cantidades basadas en el método contable de base de efectivo.

(2) Presupuesto modificado, autorizado el 31 de marzo de 2016 e informado al Consejo de Administración de la Emisora el 5 de abril de 2016.

- (3) Los importes del 2011 al 2015 están expresados en pesos nominales; los del 2016, en pesos constantes del 2016.
- (4) A partir del 1 de enero de 2013, los proyectos Cuenca de Veracruz, Lankahuasa, Costero Terrestre, Crudo Ligero Marino, Ixtal-Manik, Cuenca de Macuspana y Tsimin-Xux se separaron del Programa Estratégico de Gas y ejercen recursos propios, así mismo el proyecto San Manuel se separa del Programa Estratégico de Gas y se fusionaron al proyecto Cactus-Sitio Grande.
- (5) A partir del 1 de enero de 2013, los proyectos exploratorios Antonio J. Bermúdez, Arenque, Cantarell, Jujo-Tecominoacán y Programa Estratégico de Gas, que en su conjunto formaban el componente exploratorio, se separaron y ejercen recursos propios.
- (6) A partir del 1 de enero de 2013, se integró el proyecto Caan con el proyecto Chuc.
- (7) A partir del 1 de enero de 2013, el proyecto Och-Uech-Kax se fusionó con el proyecto Crudo Ligero Marino.
- (8) A partir del 1 de enero de 2013, el proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes se separó del proyecto Antonio J. Bermúdez.
- (9) A partir del 1 de enero de 2012, el proyecto Cárdenas se integró al proyecto Bellota-Chinchorro.
- (10) A partir del 1 de enero de 2013, el proyecto Carmito Artesa se integró al proyecto Cactus-Sitio Grande.
- (11) A partir del 1 de enero de 2012, el proyecto exploratorio Campeche Oriente, que forma parte del proyecto Ku-Maloob-Zaap, y el proyecto exploratorio Comcalco, que forma parte del proyecto Bellota-Chinchorro, se separaron de éstos y ejercen recursos propios.
- (12) A partir del 1 de enero de 2013, los proyectos exploratorios Alosa, Chalabil, Cuichapa, Han, Holok, Lebranche, Oyamel, Pakal, Área Perdido, Tlanacán y Uchukil se separaron y ejercen recursos propios.
- (13) Incluye las inversiones de los proyectos de gasolina y diesel para las seis refinerías de PEMEX.
- (14) Incluye estudios de pre inversión, preparación del sitio (terreno) y otras erogaciones relativas a este proyecto.
- (15) Antes de la reorganización corporativa, los proyectos de los segmentos de logística, perforación y servicios, etileno y fertilizantes fueron incluidos en la sección de "Otros" en el resumen de gastos de inversión y no se dan a conocer por separado. Después de la reorganización corporativa, se revela la lista de los proyectos en estos segmentos, de forma individual, los importes de las inversiones para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 y los montos presupuestados para 2016.

Fuente: La Emisora.

Durante 2015, PEP continuó invirtiendo en un total de 25 proyectos productivos así como exploratorios, en desarrollo y en soporte técnico y administrativo.

Presupuesto para Inversión

Desde mediados de 2014, los precios internacionales de referencia del petróleo crudo han fluctuado significativamente. Durante 2015, el precio de la mezcla mexicana de exportación de petróleo crudo cayó a EUA\$26.54 por barril y el precio promedio ponderado del año fue de EUA\$43.29 por barril. Con base en su estimación de que el precio promedio ponderado de la mezcla mexicana de petróleo crudo sería de EUA\$50 por barril, el Congreso de la Unión aprobó inicialmente un presupuesto de inversión (incluido mantenimiento no capitalizable) de \$293 mil millones para 2016.

En febrero de 2016, el precio promedio ponderado de la mezcla mexicana de exportación fue de aproximadamente EUA\$31.51 por barril. Dada esta significativa disminución en los precios del petróleo y las condiciones económicas globales adversas, el Gobierno Federal anunció que recortaría el gasto público en aproximadamente \$132.0 mil millones en 2016. En consecuencia, el 26 de febrero de 2016, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó la disminución de \$100.0 mil millones al presupuesto, equivalente a una reducción del 20.9%, del presupuesto total autorizado originalmente, con el fin de cumplir con la meta de balance financiero, aproximadamente 80% para gasto de inversión y 20% para gastos de operación. Se espera que con este ajuste presupuestal se difieran algunos proyectos de inversión, sin embargo, se buscará continuar con los planes de crecimiento a mediano y largo plazo sin la necesidad de incurrir en más deuda que aquella incluida en el programa aprobado para 2016. El ajuste presupuestal aprobado por el Consejo de Administración de la Emisora se basó en los principios rectores de mantener la seguridad industrial y confiabilidad de las instalaciones de PEMEX; aprovechar los nuevos modelos de contratación previstos en la reforma energética con el fin de atraer la inversión de terceros; cumplir con las obligaciones laborales y financieras, así como la estabilización de los niveles de producción de petróleo crudo y gas en el mediano y largo plazo.

El presupuesto modificado de 2016 incluye un presupuesto de inversión de \$156.7 mil millones, en términos de pesos constantes. PEMEX espera designar \$121.6 mil millones (77.6% del total del presupuesto de inversión) a los programas de exploración y producción en 2016. Esta importante inversión en actividades de exploración y producción refleja el enfoque de PEMEX en maximizar el potencial de las reservas de hidrocarburos, dado la entrada en operación en el nuevo marco legal establecido por la Legislación Secundaria. La reforma energética da a PEMEX la oportunidad de formar nuevas asociaciones estratégicas con el fin de mejorar su capacidad financiera, técnica y operativa a lo largo de toda la cadena de valor. Ver 2)a).— *"Historia y desarrollo de la Emisora"*. La capacidad de PEMEX para financiar su presupuesto de inversión para 2016 podría verse afectada negativamente por restricciones en su liquidez.

En función de (1) el estado actual de la industria del petróleo y el gas, que afecta a los precios y la demanda de los productos de PEMEX, (2) la reorganización corporativa llevada a cabo de acuerdo con la reciente reforma energética y (3) los efectos del ajuste al presupuesto de inversión para 2016, se están realizando las evaluaciones a la cartera actual de proyectos tanto a corto, mediano, como a largo plazo. Por lo tanto, no se reporta el presupuesto de inversión para el periodo 2017-2019. PEMEX continuamente revisa

la cartera de inversiones de acuerdo con los planes de negocios actuales y futuros, así como con las oportunidades que se presenten. En los próximos años, la Emisora espera recibir recursos financieros de terceros que podrían asociarse con PEMEX en ciertos proyectos, asociaciones que son posibles después de la implementación de la Legislación Secundaria. Ver 2)a).— *“Historia y desarrollo de la Emisora” – “Decreto de la Reforma Energética”*.

Los principales objetivos de la inversión en exploración y producción son maximizar el valor económico a largo plazo así como aumentar y mejorar la calidad de las reservas de petróleo crudo y gas asignadas a la Emisora, mejorar la relación en recuperación de reservas de PEP, mejorar la confiabilidad de la infraestructura de producción y de transporte en las operaciones de petróleo crudo y gas natural y continuar enfatizando la seguridad industrial y el cumplimiento con la normatividad ambiental. Los objetivos presupuestarios para 2016 incluyen mantener la producción de crudo en niveles suficientes para satisfacer la demanda nacional y tener un excedente disponible para la exportación y mantener los niveles de producción de gas natural con el fin de tratar de satisfacer la demanda nacional y evitar el aumento de la dependencia en importaciones de gas natural.

El programa de inversión en refinación, procesamiento de gas natural, así como distribución, entre otros, busca mejorar la calidad de la selección de productos y la confiabilidad de los servicios de distribución y logística para lograr un nivel de eficiencia similar al de los competidores internacionales de PEMEX y continuar promoviendo la seguridad industrial y el cumplimiento con la normatividad ambiental.

b) Descripción del negocio

A. Actividad principal

Exploración y producción

El segmento de exploración y producción, que se operaba formalmente a través de Pemex-Exploración y Producción y ahora se opera a través de la nueva empresa productiva subsidiaria PEP, explora y produce petróleo crudo y gas natural, primordialmente en la zona marina del Golfo de México y en las regiones Noreste y Sureste de México. En términos nominales, la inversión de capital en actividades de exploración y producción disminuyó en un 31.1% en 2015. Como resultado de la inversión que se llevó a cabo en años anteriores, la producción total de hidrocarburos alcanzó un nivel de aproximadamente 1,193.1 Mbpce en 2015. La producción de petróleo crudo de PEP disminuyó 6.7% de 2014 a 2015, promediando 2,266.8 Mbd en 2015, principalmente debido a la disminución de la producción de los proyectos Cantarell, Crudo Ligero Marino, El Golpe-Puerto Ceiba, Complejo Antonio J. Bermúdez y Cactus-Sitio Grande, la cual fue compensada parcialmente mediante actividades de desarrollo en los activos Samaria Luna, Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Poza Rica, Macuspana-Muspac y Litoral de Tabasco, así como mediante reparaciones mayores y menores, estimulaciones, limpieza y diversificación en los sistemas artificiales en los campos terrestres que ayudaron a mantener los niveles de producción.

La producción de gas natural (excluyendo líquidos del gas natural) disminuyó en 2.0% de 2014 a 2015, promediando 6,401 MMpcd en 2015. Esta disminución en la producción de gas natural resultó principalmente de la disminución de volumen en los activos Burgos, Crudo Ligero Marino, Chuc, Integral Veracruz, Macuspana-Muspac y Delta del Grijalva. Las actividades de exploración y perforación aumentaron en 8.3% de 2004 a 2015, de 24 pozos exploratorios completados en 2014 a 26 pozos exploratorios completados en 2015. La terminación de pozos de desarrollo disminuyó 44.0% de 511 pozos de desarrollo terminados en 2014 a 286 pozos en 2015. En 2015 se concluyó la perforación de 312 pozos. Las actividades de perforación durante 2015 estuvieron enfocadas en incrementar la producción de gas asociado en los proyectos Aceite Terciario del Golfo y Ogario-Sánchez Magallanes y de petróleo crudo en los proyectos Cantarell, Antonio J. Bermúdez, Cactus-Sitio Grande, Ku-Maloob-Zaap y Tsimin Xux.

Los principales objetivos de PEP para el año 2016 incluyen los siguientes: (1) generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano; (2) la exploración y la extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero; (3) incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación; (4) incrementar la producción de hidrocarburos; (5) asignar de forma óptima los recursos a los proyectos evaluando su desempeño; (6) abastecer de energía al mercado nacional con precios competitivos, asegurando la calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva; (7) obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción; (8) optimizar la inversión, tomando en cuenta gastos de operación y capacidad de logística; (9) maximizar el valor de las

oportunidades internacionales y (10) mejorar el desempeño en términos de seguridad industrial y protección ambiental. El programa de inversión de PEP busca alcanzar estos objetivos, maximizando el valor de las reservas producidas y mejorando la calidad en la selección de productos y la confiabilidad de los servicios de distribución y logística, a fin de alcanzar un nivel de eficiencia, mientras se enfatiza la seguridad industrial y el cumplimiento de la normatividad ambiental.

Las metas de producción de PEP para 2016 incluyen: obtener una producción de petróleo crudo por aproximadamente 2,129.7 Mbd y mantener una producción de gas natural arriba de 5,801.1 MMpcd, a fin de satisfacer la demanda nacional de gas. Se busca lograr estas metas de producción mediante actividades de exploración y desarrollo, para incrementar el inventario de reservas probadas tanto a través de nuevos descubrimientos como por reclasificaciones, la administración de la declinación en la producción de los campos a través de la aplicación de procesos de recuperación, primarios, secundarios y de mejora, el desarrollo de los campos de petróleo crudo extra pesado, así como el mantenimiento de las instalaciones y equipos de PEMEX.

Refinación

El segmento de refinación, que anteriormente operaba como PR y ahora opera a través de la nueva empresa productiva subsidiaria Pemex TRI, procesa petróleo crudo para producir gasolinas, turbosina, diesel, combustóleo, asfaltos y lubricantes. También distribuye y comercializa la mayoría de estos productos en todo México, en donde registra una demanda significativa de sus productos refinados. A finales de 2015 la capacidad de refinación de destilación atmosférica ascendió a 1,640 Mbd. En 2015 PEMEX produjo 1,114 Mbd de productos refinados en comparación con 1,206 Mbd en 2014. El 7.8% de decremento en la producción de productos refinados se debió principalmente a un menor proceso de crudo y a problemas operativos en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación.

Esta disminución en la producción de productos refinados se debió principalmente a la disminución de 7.8% en la producción de petróleo crudo resultado de una disminución de 8.4% en el volumen de petróleo crudo suministrado por los campos productores, de 1,155 Mbd en 2014 a 1,065 Mbd en 2015, y a problemas operativos en el Sistema Nacional de Refinación.

Las metas principales para 2016 del segmento de refinación son incrementar la producción de productos petrolíferos que se espera resulte de un incremento en la producción de destilados y una disminución en la producción de combustóleo.

Gas y petroquímica básica

El segmento de gas y petroquímica básica, anteriormente operaba como PGPB y ahora opera a través de la nueva empresa productiva subsidiaria Pemex TRI, procesa gas natural húmedo para obtener gas natural seco, gas licuado de petróleo y otros líquidos del gas natural. En 2015 la capacidad total instalada de procesamiento de gas natural amargo fue de 4,523 MMpcd al igual que en 2014. PEMEX procesó 4,073 MMpcd de gas natural húmedo en 2015, volumen 6.2% inferior respecto al procesado en 2014 que fue de 4,343 MMpcd. La producción de líquidos del gas natural en 2015 fue de 327 Mbd, 10.2% inferior en relación a los 364 Mbd en 2014. La producción de gas seco (que es gas natural con un contenido de metano de más de 90.0%) fue de 3,398 MMpcd en 2015, un decremento del 6.7% comparado con los 3,640 MMpcd producidos en 2014.

En 2016, se espera tener un menor suministro de gas natural de los campos de PEMEX, lo que podría requerir que se importen mayores volúmenes de gas natural para satisfacer la demanda nacional. En 2015, se espera incrementar la producción de etano en respuesta al incremento de la demanda por parte del mercado y para la producción de líquidos de gas natural.

Petroquímica

Las operaciones del segmento de petroquímica, que anteriormente operaba como PPQ, han sido asumidas por las tres nuevas empresas productivas subsidiarias: Pemex TRI, PE y PF. Se producen diferentes productos petroquímicos, incluyendo : (1) metano y derivados como el amoniaco y metanol; (2) derivados del etano, como el etileno, polietileno, monómero de cloruro de vinilo, óxido de etileno y glicoles; (3) aromáticos y derivados como estireno, tolueno, benceno y xileno; (4) cadena de propileno y sus derivados, como acrilonitrilo y propileno; (5) cadena de derivados petrolíferos tales como gasolina base octano y nafta pesada y, (6) otros productos como oxígeno, nitrógeno y pentanos. La producción total anual de

petroquímica en 2015 (excluyendo los gases del etano y del butano) fue de 6,041 miles de toneladas, volumen que representa un decremento del 16.5% con respecto a la producción de 7,238 miles de toneladas en 2014. El decremento observado en 2015 se debe principalmente a la disminución en la producción de amoníaco y anhídrido carbónico en el complejo petroquímico Cosoleacaque, así como a la disminución del suministro de gas natural, después de la explosión en la plataforma Abkatún-A Permanente en abril de 2015. Para más información ver 2)b)G.— “Desempeño ambiental”.

Fertilizantes

El segmento de fertilizantes opera a través de la empresa productiva subsidiaria PF, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de agosto de 2015. Este segmento integra la producción de la cadena de amoníaco hasta el punto de venta de fertilizantes.

Los objetivos de PF son la producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados, y la prestación de servicios relacionados a través de cuatro unidades de negocio:

- **Financiero.** Incrementar el valor económico de este segmento dirigiendo la producción de amoníaco a los mercados más rentables y asegurando un gasto eficiente.
- **Clientes.** Aumentar la cantidad y calidad de los productos, proporcionándolos a los clientes de acuerdo a sus necesidades, incrementar el acceso para estar en los lugares con mayor demanda y complementar la cartera de fertilizantes existentes.
- **Procesos.** Aumentar la fiabilidad operacional y reducir los costos de producción, aumentar la utilización de las plantas teniendo en cuenta la mayor eficiencia de los procesos de producción, de manera segura y cumpliendo con las regulaciones ambientales.
- **Aprendizaje y crecimiento.** Optimizar la cartera de proyectos para mantener la fiabilidad de las instalaciones y evaluar la asociación con empresas líderes en la industria.

Etileno

El segmento de etileno opera a través de la empresa productiva subsidiaria PE, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de agosto de 2015. PE asumió la línea de negocio de etileno de PPQ a fin de aprovechar las ventajas de la integración de la cadena de producción de etileno.

Perforación y Servicios

El segmento de perforación y servicios opera a través de la empresa productiva subsidiaria PPS, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de agosto de 2015. PPS asumió las funciones de lo que era la unidad de negocios de perforación de PEP, y recibió de ésta última sus equipos y contratos.

Este segmento presta servicios de perforación, terminación, reparación y servicios a pozos en campos terrestres y costa afuera. En 2015, PPS prestó sus servicios a PEP; sin embargo, PPS también pretende brindar servicios a terceros en el mercado nacional y está buscando alianzas y otros proyectos para incrementar su actividad con compañías del sector privado.

Las actividades de perforación de pozos durante 2015 condujeron a importantes descubrimientos terrestres. Los principales descubrimientos fueron de reservas de petróleo crudo ubicados en el Sureste y en la cuenca de Veracruz, específicamente en las regiones Norte y Sur de México. Las actividades de exploración en la región Norte permitieron el descubrimiento de nuevas reservas de gas no asociado en la cuenca de Burgos. Actualmente se está trabajando en los planes de desarrollo para estas nuevas reservas.

Logística

El segmento de logística opera a través de la empresa productiva subsidiaria PL, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de octubre de 2015. PL provee transportación marítima, terrestre y por ducto, servicios de almacenamiento y distribución a PEMEX y a otras compañías, incluyendo a CFE, Aeropuertos y Servicios Auxiliares, CENAGAS, gasolineras, distribuidores, entre otros. PL asumió las operaciones que se habían desarrollado previamente por la Subdirección de Mantenimiento y Logística y la Subdirección de

Distribución de Hidrocarburos de PEP, la Subdirección de Almacenamiento y Reparto de PR y la Subdirección de Ductos de PGPB.

Durante 2015, PL transportó 64,825 millones de toneladas/kilómetros de petróleo crudo y productos petrolíferos, una disminución de 11.4% en comparación con 2014, debido a una menor disponibilidad de petróleo crudo del segmento de exploración y producción, menor producción de petróleo crudo en las refinerías y al mercado ilícito de combustibles que impactó en el cierre temporal de algunos ductos. Durante 2015 se transportaron aproximadamente 5,142 MMpcd de gas natural, que fue 8% menos que el objetivo para el año, debido principalmente a una disminución en el segmento de exploración y producción de gas húmedo amargo. PL no planea transportar gas natural en 2016.

El segmento de logística continuará prestando servicios a los diferentes segmentos de negocio de PEMEX y a terceros en México, buscando satisfacer las necesidades de los clientes al proporcionar los servicios de manera eficiente.

Cogeneración y Servicios

El segmento de cogeneración y servicios opera a través de la empresa productiva subsidiaria PCS, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de junio de 2015. PCS tiene la intención de usar calor, vapor y electricidad de los procesos industriales de PEMEX para producir la electricidad que requiere PEMEX, así como para generar excedentes de electricidad para vender a terceros en México. Actualmente PCS está evaluando numerosas instalaciones tanto de PEMEX como de terceros para desarrollar proyectos de cogeneración.

Comercio internacional

El segmento de comercio internacional, que opera a través del Grupo PMI, proporciona servicios de comercio internacional, distribución, administración de riesgos, seguros y transporte para PEMEX. El Grupo PMI vende, compra y transporta petróleo crudo, productos refinados y petroquímicos en diversos mercados del mundo. El Grupo PMI también administra riesgos, contrata seguros y lleva a cabo servicios de transporte y almacenamiento para PEMEX. El Grupo PMI tiene oficinas en las ciudades de México, Houston, Amsterdam, Singapur y Madrid.

Las exportaciones de petróleo crudo, aumentaron en volumen 2.6% en 2015, de 1,142.3 Mbd en 2014 a 1,172.5 Mbd en 2015. Las importaciones de gas natural, crecieron 4.5% en 2015, de 1,357.8 MMpcd en 2014 a 1,418.4 MMpcd en 2015. Las exportaciones de productos petroquímicos disminuyeron 29.2%, de 488.0 Mtm en 2014 a 345.8 Mtm en 2015, asimismo las importaciones de productos petroquímicos crecieron 1.2% en 2015, pasando de 332.7 Mtm en 2014 a 336.1 Mtm en 2015. En 2015 las exportaciones de productos petrolíferos aumentaron 2.8%, de 193.5 Mbd en 2014 a 198.9 Mbd en 2015, mientras las importaciones de productos petrolíferos crecieron 14.9%, de 548.5 Mbd en 2014 a 630.1 Mbd en 2015. Como un importante proveedor de petróleo crudo a Estados Unidos, la comercialización entre este segmento y los Estados Unidos totalizó en EUA\$39.7 mil millones en 2015, una disminución de EUA\$65.6 mil millones en 2014, con EUA\$18.5 mil millones en exportaciones de petróleo crudo en 2015 en comparación con EUA\$35.6 mil millones en 2014.

Además de ser el brazo comercial de PEMEX, las actividades de este segmento también se desarrollan en el mercado mexicano. El Grupo PMI tiene celebrados varios contratos de largo plazo que se espera generen negocios durante 2016, incluyendo un contrato de largo plazo con la Emisora para ventas de azufre y un contrato de largo plazo con Mex Gas, una subsidiaria de Pemex TRI, para la venta de nafta. El Grupo PMI también participa en una serie de proyectos, incluyendo las negociaciones con la Emisora para diversos contratos a largo plazo, con la Secretaría de Energía y la CNH para convertirse en el comercializador del Estado, que permitirá al Grupo PMI llevar a cabo el comercio de petróleo, gas y condensados producidos en México y con los ganadores del tercer proceso de licitación de la Ronda Uno para comercializar el petróleo, gas y condensados producidos en los campos asignados a estos terceros.

De acuerdo con las actuales operaciones del segmento de exploración y producción, el Grupo PMI estima exportar en 2016 niveles similares a los reportados en 2015.

Generalidades sobre ingresos y egresos de PEMEX

PEMEX recibe ingresos por: (i) ventas de exportación que consisten principalmente en ventas de petróleo crudo y condensados, así como productos petrolíferos y petroquímicos; (ii) ventas en México que consisten en ventas de gas natural, productos petrolíferos (tales como gasolina, combustóleo y gas licuado de petróleo), así como productos petroquímicos; y (iii) otras fuentes, incluyendo ingresos financieros y por inversiones, así como ingresos por seguros.

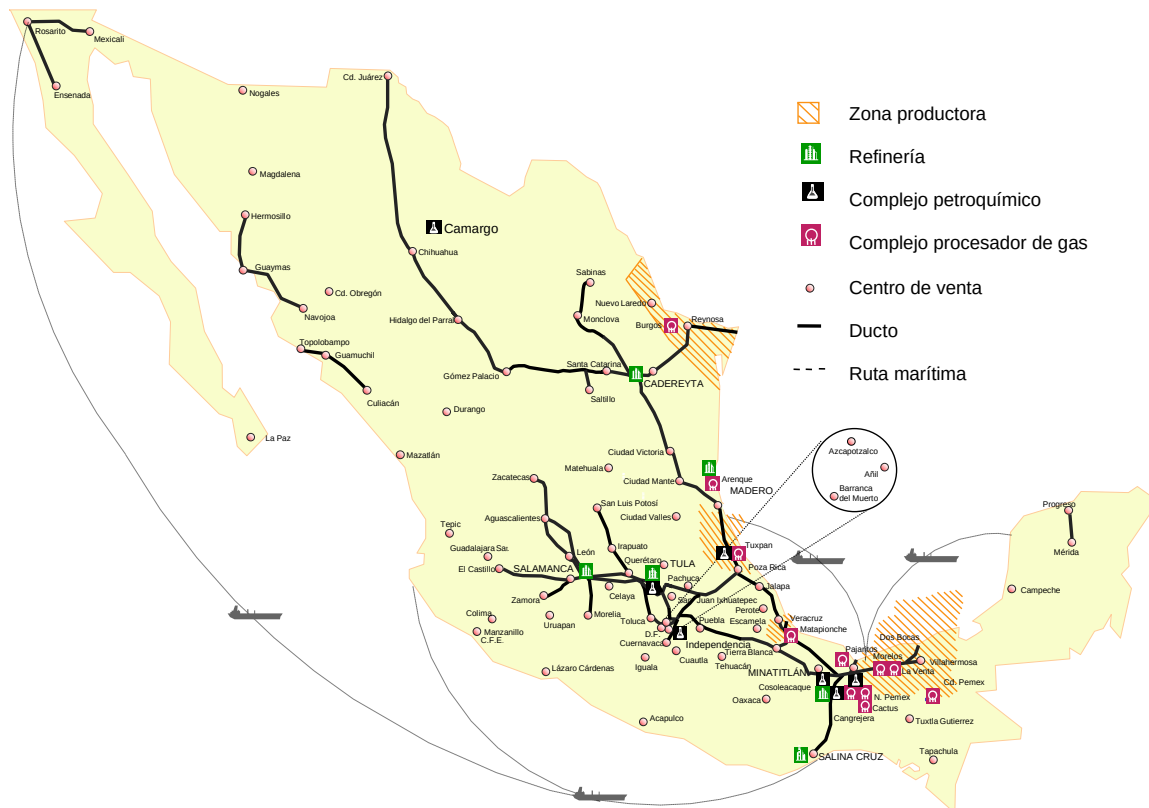
Los gastos de operación de PEMEX incluyen: (i) costos de ventas (que incluyen gastos laborales), costos de operación de plantas y equipos, así como costos de mantenimiento y reparación de los mismos, compra de petróleo y otros productos, depreciación y amortización de activos fijos y costos de exploración y perforación de pozos no exitosos; (ii) gastos de transportación y distribución de sus productos; (iii) gastos administrativos; y (iv) costos financieros.

Los rendimientos de PEMEX se ven afectados por una serie de factores, entre los que se incluyen: (i) cambios en los precios internacionales del petróleo crudo, productos del petróleo y productos petroquímicos, que están denominados en dólares y precios nacionales de los productos del petróleo, denominados en pesos; (ii) el tipo y volumen del petróleo crudo producido y exportado; (iii) el tipo y volumen del gas natural producido y vendido; (iv) resultados de actividades de desarrollo y exploración; (v) cantidad de impuestos y derechos que impone el Gobierno Federal a PEMEX; (vi) fluctuaciones en el tipo de cambio peso-dólar; y (vii) condiciones económicas en México y en el mundo, incluyendo los niveles de tasas de interés internacionales. Ver 1)c).— “Factores de riesgo”.

Infraestructura de PEMEX

A continuación se muestra la infraestructura de PEMEX a lo largo de México.

PETRÓLEOS MEXICANOS



(i) **Exploración y producción**

Debido a la reciente reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio y activos que eran operados por el segmento de exploración y producción fueron transferidos al segmento de perforación y servicios por la entrada en vigor del acuerdo de creación de PPS el 1 de agosto de 2015. Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, se continúa presentando junta la información operativa del segmento de exploración y producción y el segmento de perforación y servicios. Los resultados operativos de esos segmentos se presentarán por separado en los periodos que inician el 1 de enero de 2016. Para una descripción detallada de los resultados financieros por cada segmento, ver los *Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en este reporte*.

Exploración y perforación

Para incrementar la TRR probadas, se pretende identificar nuevos yacimientos de hidrocarburos a través del programa de exploración. De 1990 a 2015 se terminaron 13,037 pozos de exploración y de desarrollo. Durante 2015, la tasa promedio de éxito para los pozos exploratorios fue del 50.0% y la tasa promedio de éxito para los pozos de desarrollo fue del 93.0%. De 2011 a 2015 se descubrieron 17 campos de petróleo crudo y 18 de gas natural, lo que permitió alcanzar un total de 394 campos productores de petróleo crudo y gas natural al final de 2015.

El programa de exploración de 2015 comprendió tanto las regiones terrestres como marinas, e incluso las aguas profundas en el Golfo de México. La actividad exploratoria permitió incorporar 119.8 MMbpce de reservas probadas durante 2015, mediante el descubrimiento de seis campos, todos de aceite. Se continuó con las actividades de adquisición de información sísmica, en particular, aquella relacionada con la información sísmica tridimensional. De esta forma en 2015 se adquirieron 485 km² de datos sísmicos tridimensionales, todos se ubican en la zona terrestre de la cuenca Sur. De esta misma forma se adquirieron 645 km² de datos sísmicos bidimensionales en las áreas de petróleo y gas de lutitas. Durante 2015 se delimitaron exitosamente tres campos localizados en aguas profundas del Golfo de México lo que implica la perforación de tres pozos para determinar la extensión de las reservas que se encuentran en cada campo. Sin embargo, debido a que todavía no se cuenta con las instalaciones para su desarrollo, las reservas probadas de estos campos no se han registrado todavía.

La siguiente tabla presenta un resumen de las actividades de perforación en los últimos cinco años dentro del territorio nacional. Se debe tomar en cuenta que PEMEX recibió servicios de perforación tanto del segmento de perforación y servicios como de terceros. Como resultado, los montos presentados a continuación no corresponden exactamente con aquellos que se presentan en el segmento de perforación y servicios. Para mayor información de los servicios prestados por el segmento de perforación y servicios, Ver 2)b)A.(ii).— “Perforación y servicios”.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2011	2012	2013	2014	2015
Pozos iniciados ⁽¹⁾	1,000	1,290	705	474	274
Pozos exploratorios iniciados ⁽¹⁾	32	36	40	20	22
Pozos de desarrollo iniciados ⁽¹⁾	968	1,254	665	454	252
Pozos perforados ⁽²⁾	1,034	1,238	817	535	312
Pozos exploratorios	33	37	38	24	26
Pozos exploratorios productores ⁽³⁾	16	21	23	8	13
Pozos exploratorios secos ..	17	16	15	16	13
Tasa de éxito%	48	57	61	33	50
Pozos de desarrollo	1,001	1,201	779	511	286
Pozos de desarrollo productores	955	1,159	747	484	266
Pozos de desarrollo secos	46	42	32	26	20
Tasa de éxito% ⁽⁴⁾	95	97	96	95	93

Pozos en producción (promedio anual).....	8,315	9,439	9,836	9,558	9,363
Regiones Marinas.....	500	537	559	581	544
Región Sur.....	1,136	1,230	1,340	1,420	1,403
Región Norte	6,679	7,672	7,937	7,557	7,416
Pozos en producción (al final del periodo) ⁽⁵⁾	8,271	9,476	9,379	9,077	8,826
Petróleo crudo.....	5,193	6,188	6,164	5,598	5,374
Gas natural.....	3,078	3,288	3,215	3,479	3,452
Campos en producción.....	416	449	454	428	434
Regiones Marinas.....	36	38	42	45	41
Región Sur.....	99	101	102	97	97
Región Norte	281	310	310	286	296
Equipo de perforación propio	128	136	139	136	113
Kilómetros perforados	2,494	3,007	1,627	1,413	815
Profundidad promedio por pozo (metros)	2,418	2,429	2,710	2,738	3,038
Campos descubiertos ⁽⁶⁾	8	9	10	2	6
Petróleo crudo	4	2	5	—	6
Gas natural	4	7	5	2	—
Producción por pozo de petróleo crudo y gas natural (bpced)	448	392	371	370	349
Total superficie desarrollada (km ²) ⁽⁷⁾	8,536	8,652	8,706	8,339	8,654
Total superficie no desarrollada (km ²) ⁽⁷⁾	987	1,040	977	1,278	1,000

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

(1) "Pozos iniciados" hace referencia al número de pozos de perforación iniciados en un determinado año, independientemente de cuándo se terminó el pozo.

(2) "Pozos perforados" se refiere al número de pozos de perforación terminados en un año determinado, independientemente del momento en que comenzó la perforación del pozo.

(3) Excluye pozos productivos no comerciales.

(4) Excluye pozos inyectoros.

(5) Todos los pozos en producción y todos los pozos a los que se hace referencia en esta tabla son netos, ya que, a la fecha del Reporte Anual, PEMEX no ha otorgado a terceros ninguna participación porcentual en ninguno de los pozos de su propiedad. PEMEX no ha adquirido ninguna participación porcentual en los pozos que sean propiedad de terceros.

(6) Sólo incluye campos con reservas probadas.

(7) Toda la superficie es neta, ya que a la fecha del Reporte Anual, PEMEX no ha otorgado participación porcentual a terceros ni participa en ningún otro tipo de convenios de producción compartida.

Fuente: PEP.

Descubrimientos y extensiones

Durante 2015, las actividades exploratorias en aguas someras permitieron incorporar 120 MMbpce provenientes de seis nuevos campos localizados en áreas cercanas a instalaciones existentes de PEMEX. PEP también aumentó los trabajos exploratorios en aguas someras para incorporar reservas probadas.

Reservas

De conformidad con la Constitución, todo el petróleo, así como todas las reservas de hidrocarburos localizadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX.

Del 95.2% de las reservas probadas totales de México, PEP tiene el derecho de extraer, pero no tiene la propiedad de estas reservas, pudiendo vender la producción resultante. Del total de las reservas probadas totales, 321 MMbpce han sido temporalmente asignados a PEMEX por un periodo de dos años. Para mayor información de las reservas probadas asignadas a través de la Ronda Cero, ver 2)a).— "Historia y desarrollo de la Emisora" — "Asignaciones de derechos de exploración y desarrollo". A la fecha del Reporte Anual, las actividades de exploración y desarrollo de la Emisora y las Entidades Subsidiarias están limitadas a las reservas localizadas en México.

Las reservas probadas de petróleo y gas natural son aquellas cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran, con certeza

razonable, ser recuperables en el futuro de los yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y métodos operativos existentes, así como conforme a las regulaciones gubernamentales.

Las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2015 fueron preparadas por el segmento de perforación y producción y revisadas por los Despachos de Ingeniería Independientes (según se define más adelante), las cuales auditan dichas reservas de hidrocarburos. Adicionalmente, de conformidad con el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el 31 de marzo de 2016 la CNH revisó y aprobó los reportes de las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2015.

PEP estima las reservas probadas usando métodos y procedimientos de evaluación y de ingeniería petrolera generalmente aceptados por la industria petrolera, basados principalmente en las regulaciones aplicables de la SEC y, de ser necesario, el ejemplar de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (en adelante, la SPE) titulado *"Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information"*, del 19 de febrero de 2007 y otras publicaciones de la SPE, incluida la titulada *"Petroleum Resources Management System"*, así como otras fuentes técnicas como la *"Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate"*, por Chapman Cronquist, y *"Determination of Oil and Gas Reserves, Petroleum Society"* Monograph Number 1, publicada por el *Canadian Institute of Mining and Metallurgy & Petroleum*. La selección de un método o combinación de métodos utilizados en el análisis de cada yacimiento se determina por:

- experiencia en el área;
- etapa de desarrollo;
- calidad y suficiencia de la información básica; e
- historia de producción y presión.

La información acerca de las reservas contenida en el Reporte Anual representa únicamente estimados. La valuación de las reservas es un proceso subjetivo en el que se realiza una estimación de las acumulaciones de petróleo crudo y gas natural en el subsuelo que no pueden medirse de manera exacta. La precisión de cualquier estimación de las reservas depende de la calidad de los datos disponibles, de la ingeniería, de la interpretación geológica y del juicio profesional. Como resultado de lo anterior, los estimados de diferentes ingenieros pueden variar entre sí. Además, los resultados de perforación, pruebas y producción posteriores a la fecha de un estimado pueden ocasionar la revisión del mismo. Ver 1)c).— *"Factores de riesgo"*.

Durante 2015 no se reportaron incrementos materiales en las reservas probadas de hidrocarburos como resultado del uso de nuevas tecnologías.

Con el fin de garantizar la confiabilidad de sus esfuerzos en la estimación de reservas, PEMEX lleva a cabo la certificación interna de las reservas de México desde 1996. PEMEX ha establecido ciertos controles internos para la preparación de las estimaciones de sus reservas probadas. Inicialmente, los equipos de geo-científicos de los activos de exploración y explotación (integrados por una serie de proyectos) preparan las estimaciones de reservas, usando distintos procesos para las evaluaciones, dependiendo si se trata de nuevos descubrimientos o de campos desarrollados. Posteriormente, las oficinas regionales de reservas recopilan dichas estimaciones y solicitan la revisión, certificación y registro de las evaluaciones de dichas reservas a la Gerencia de Recursos y Certificación de Reservas, una unidad administrativa central de PEP. Esto se lleva a cabo de acuerdo con los lineamientos internos para estimar y clasificar reservas probadas que se basan en las definiciones y reglas de la SEC. Adicionalmente, la Gerencia de Recursos y Certificación Reservas supervisa y conduce una auditoría interna del proceso anterior y está integrada por profesionales con experiencia en geología, geofísica, petrofísica e ingeniería de yacimientos. Además, los ingenieros que participan en el proceso de estimación cuentan con experiencia en simulación numérica, perforación y terminación de pozos, análisis de presión, volumen y temperatura (PVT) y análisis NODAL^{MR} (una herramienta analítica utilizada en la predicción del comportamiento de diversos componentes del sistema de producción) y diseño de estrategias de desarrollo de campos. Además, todo el personal ha sido previamente certificado por la Secretaría de Educación Pública, y la mayoría de ellos tienen grado de maestría en diversas áreas de estudio como Ingeniería Petrolera, Geológica e Ingeniería Geofísica, además de contar con un promedio de experiencia profesional mayor a quince años.

Adicionalmente al proceso de revisión interna anterior, las estimaciones de reservas finales del segmento de exploración y producción fueron auditadas por Despachos de Ingeniería Independientes. Tres despachos independientes certificaron las reservas probadas al 31 de diciembre de 2015: Netherland, Sewell International, S. de R.L. de C.V. ("Netherland"), DeGolyer y MacNaughton ("DeGolyer") y Ryder Scott

Company, L.P. ("Ryder Scott"), (Netherland, DeGolyer y Ryder Scott, los "Despachos de Ingeniería Independientes"). Las estimaciones de reservas certificadas por los Despachos de Ingeniería Independiente comprendieron el 88.0% de las reservas probadas de México. El 12.0% restante se refiere a reservas localizadas en ciertas áreas en las cuales un tercero proporciona servicios de perforación a PEP y donde se acuerda que el tercero que corresponda es responsable de evaluar los volúmenes de reserva probada.

Netherland certificó las reservas en los activos Poza Rica-Altamira y Litoral de Tabasco. DeGolyer certificó las reservas de los activos 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. Las auditorías llevadas a cabo por los Despachos de Ingeniería Independientes consistieron básicamente en lo siguiente: (1) análisis de los datos históricos de yacimientos, tanto estáticos como dinámicos, proporcionados por PEP; (2) construcción o actualización de sus propios modelos estáticos y dinámicos de caracterización de yacimientos de los campos petroleros mexicanos; (3) análisis económico de los campos seleccionados; y (4) revisión de los pronósticos de la producción y de las estimaciones de reservas realizadas por PEP.

Dado que las reservas son estimadas, por definición, no pueden ser revisadas con el fin de verificar su exactitud. Por lo que los Despachos de Ingeniería Independientes llevaron a cabo una revisión detallada de las estimaciones de las reservas probadas elaboradas por PEP, en forma tal que pudieron expresar su opinión con respecto a si, en su conjunto, las estimaciones de reservas proporcionadas por PEP eran razonables y si se habían estimado y presentado de conformidad con los métodos y procedimientos de evaluación, ingeniería y petróleo generalmente aceptados.

Todos los cuestionamientos, incluyendo cualquier sugerencia de modificación, que se plantearan durante el proceso de revisión de los Despachos de Ingeniería Independientes fueron resueltos por el segmento de exploración y producción a la entera satisfacción de los mismos. De esta forma los Despachos de Ingeniería Independientes han concluido que los volúmenes totales de reservas probadas estimadas de petróleo crudo y gas natural que se exponen en el Reporte Anual son, en su conjunto, razonables y se han preparado de conformidad con la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC, siendo consistentes con las prácticas internacionales para reportar las reservas y conforme con las disposiciones para revelar las reservas revisadas de petróleo y gas de acuerdo con el ASC Topic 932 "Actividades Extractivas – Petróleo y Gas".

Las reservas probadas asignadas a PEMEX, desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos licuables recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 22.5% en 2015, pasando de 10,292 MMb al 31 de diciembre de 2014 a 7,977 MMb al 31 de diciembre de 2015. En 2015 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 19.8%, es decir, pasaron de 7,141 MMb en 2014 a 5,724 MMb en 2015. Los decrementos anteriores son básicamente consecuencia de la producción de aceite extraída durante el año 2015, precios bajos de los hidrocarburos, reducción en la actividades de desarrollo de campos y el comportamiento de los yacimientos. En 2015 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos adicionales, fueron insuficientes para compensar el nivel de producción, el cual fue de 935 MMb de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de PEMEX de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 20.7% en 2015, pasando de 10,859 MMMpc en 2014 a 8,610 MMMpc en 2015. Las reservas probadas desarrolladas de PEMEX de gas seco disminuyeron 10.8% al pasar de 6,740 MMMpc en 2014 a 6,012 MMMpc en 2015. Estas reducciones se explican por la producción de gas extraída durante el año 2015, precios bajos de los hidrocarburos, reducción en la actividades de desarrollo de campos y el comportamiento de los yacimientos. La cantidad de reservas probadas de gas seco adicionales en 2015 fue insuficiente para mantener el nivel de producción en 2015 la cual fue de 1,341 MMMpc de gas seco. El total de las reservas probadas de PEMEX no desarrolladas de gas seco disminuyeron 36.9% en 2015, de 4,119 MMMpc en 2014 a 2,598 MMMpc en 2015.

Durante 2015, no hubo reclasificaciones de reservas probadas no desarrolladas, probables y posibles a reservas probadas desarrolladas.

Durante 2015, las actividades de exploración en aguas someras incorporaron aproximadamente 120 MMbpce provenientes de seis nuevos campos localizados en áreas cercanas a instalaciones en campos de explotación a través de asignaciones de exploración. PEP aumentó los trabajos de exploración en aguas someras para incorporar reservas probadas que apoyan la producción a corto plazo.

Las siguientes tres tablas muestran la estimación de las reservas probadas de petróleo crudo y gas seco de México, determinadas según la Regla 4-10 (a) de la Regulación S-X de la *Securities Act of 1933* de Estados Unidos:

**Resumen de reservas probadas de crudo y gas⁽¹⁾ al 31 de diciembre, 2015
basado en los precios promedio del año fiscal**

	Crudo y Condensado⁽²⁾	Gas seco⁽³⁾
	(MMb)	(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>
Total de reservas probadas.....	7,977	8,610

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 petróleo crudo y condensado incluyen fracción de hidrocarburos licuables recuperables en plantas procesadoras de gas natural ubicadas en los campos.

(3) La producción se refiere a 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.

Fuente: PEP.

**Reservas de petróleo crudo y condensados
(incluyendo líquidos del gas natural)⁽¹⁾**

	2011	2012	2013	2014	2015
	(en MMb)				
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas					
Al 1 de enero	11,394	11,362	11,424	11,079	10,292
Revisiones ⁽²⁾	824	1,012	630	95	(1,491)
Delimitaciones y descubrimientos	194	103	62	119	111
Producción.....	<u>(1,050)</u>	<u>(1,053)</u>	<u>(1,037)</u>	<u>(1,001)</u>	<u>(935)</u>
Al 31 de diciembre.....	<u>11,362</u>	<u>11,424</u>	<u>11,079</u>	<u>10,292</u>	<u>7,977</u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre.....	7,618	7,790	7,360	7,141	5,725
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre.....	3,744	3,634	3,719	3,151	2,252

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

(1) Las reservas de petróleo 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, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y los efectos de los cambios en los precios de los hidrocarburos.

Fuente: PEP.

Reservas de gas seco

	2011	2012	2013	2014	2015
	(en MMMpc)				
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas					
Al 1 de enero	12,494	12,734	12,713	12,273	10,859
Revisiones ⁽¹⁾	1,592	1,377	1,010	4	(955)
Delimitaciones y descubrimientos.....	249	162	89	93	47
Producción ⁽²⁾	<u>(1,601)</u>	<u>(1,560)</u>	<u>(1,539)</u>	<u>(1,511)</u>	<u>(1,341)</u>
Al 31 de diciembre	<u>12,734</u>	<u>12,713</u>	<u>12,273</u>	<u>10,859</u>	<u>8,610</u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	7,958	7,951	7,461	6,740	6,012
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	4,776	4,762	4,811	4,119	2,598

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 los efectos de los cambios en los precios de los hidrocarburos.

(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.

Fuente: PEP.

La siguiente tabla muestra el volumen de reservas probadas totales desarrolladas y no desarrolladas en millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el número de pozos productores y el número de localizaciones de la reserva probada no desarrollada para los principales campos que contienen el 95.1% de las reservas probadas de México al 31 de diciembre de 2015.

Campo	Reservas			Pozos Produciendo	Localizaciones No Desarrolladas ⁽²⁾
	Probadas ⁽¹⁾	Desarrolladas ⁽¹⁾ (en MMbpce)	No Desarrolladas ⁽¹⁾		
Ku-Maloob-Zaap.....	2,871.2	2,499.1	372.0	177	36
Akal.....	768.4	768.4	0.0	109	0
Aceite Terciario del Golfo ⁽³⁾	656.8	133.8	522.9	2,346	5,602
C. Antonio J. Bermúdez ⁽⁴⁾ ...	603.5	410.5	193.0	262	73
Jujo-Tecominoacán.....	388.8	264.5	124.4	39	20
Ayatsil.....	315.3	41.9	273.3	2	8
Tsimín.....	274.0	248.2	25.8	16	2
Xux.....	211.7	190.4	21.3	10	3
Xanab.....	163.3	94.2	69.2	7	12
Onel.....	147.2	108.5	38.7	6	7
Kuil.....	118.8	36.1	82.6	7	10
Ixtal.....	112.6	86.4	26.2	12	8
Santuario.....	109.6	35.2	74.4	36	32
Homol.....	104.9	68.2	36.8	9	7
Ek.....	102.0	102.0	0.0	14	0
Balam.....	96.2	96.2	0.0	9	0
Lakach.....	93.8	0.0	93.8	0	0
Sihil.....	62.7	62.7	0.0	23	0
Tekel.....	60.3	0.0	60.3	0	5
Tamaulipas Constituciones..	59.3	25.2	34.1	280	265
Costero.....	57.2	52.4	4.8	14	1
Xikin.....	56.0	0.0	56.0	0	4
Terra.....	54.3	25.4	29.0	9	6
Kab.....	52.2	15.7	36.5	4	6
Cárdenas.....	51.9	41.7	10.2	10	4
Yaxché.....	51.2	15.4	35.8	8	7
Eltreinta.....	49.6	15.1	34.5	7	22
Chuc.....	49.0	45.9	3.1	12	1
Tizón.....	48.9	42.3	6.6	11	1
Arenque.....	48.0	13.7	34.2	14	10
Puerto Ceiba.....	47.6	31.6	15.9	14	8
Kambesah.....	47.2	47.2	0.0	5	0
May.....	44.1	44.1	0.0	12	0
Sen.....	43.5	21.1	22.4	12	3
Bellota.....	43.4	26.2	17.3	5	5
Giraldas.....	43.3	34.5	8.8	9	1
Kax.....	41.7	41.7	0.0	2	0
Ogarrio.....	41.7	41.7	0.0	121	0
Ebano-Pánuco-Cacalilao.....	40.1	24.3	15.8	402	317
Mora.....	40.0	31.2	8.8	7	4
Ayín.....	38.8	0.0	38.8	0	4
Cuervito.....	37.5	17.2	20.3	92	59
Edén-Jolote.....	33.3	17.2	16.1	8	6
Chuhuk.....	33.3	28.7	4.6	4	1
Gasífero.....	33.1	26.7	6.4	25	10
Sinán.....	31.7	31.7	0.0	12	0
Madrefil.....	31.0	25.8	5.3	5	1
Rabasa.....	29.8	28.1	1.7	40	4
Utsil.....	27.5	0.0	27.5	0	3
Poza Rica.....	26.7	24.0	2.7	179	15
Cauchy.....	26.6	26.6	0.0	28	0
Ixtoc.....	26.2	26.2	0.0	10	0
Lum.....	24.8	18.5	6.3	2	3
Cuitláhuac.....	24.8	13.5	11.3	197	53
Abkatún.....	22.2	22.2	0.0	11	0
Chinchorro.....	21.7	14.1	7.6	5	3
Tupilco.....	21.5	20.6	1.0	28	2
Caparoso-Pijije-Escuintle....	21.4	17.6	3.8	12	1
Tetl.....	20.3	0.0	20.3	0	4

Teoteco.....	19.3	11.5	7.8	9	2
Nejo.....	19.1	18.0	1.1	294	9
Yagual.....	17.8	14.6	3.2	4	1
San Ramón.....	17.6	17.5	0.1	59	3
Nohoch.....	17.0	17.0	0.0	7	0
Etka.....	17.0	3.2	13.9	0	3
Guaricho.....	17.0	16.1	0.9	14	2
Bolontikú.....	16.8	16.8	0.0	6	0
Sini.....	16.7	12.5	4.2	6	2
Sunuapa.....	16.7	14.4	2.3	11	2
Jaatsul.....	16.5	0.0	16.5	0	2
Bacab.....	16.5	16.5	0.0	6	0
Taratunich.....	15.9	15.9	0.0	5	0
Ayocote.....	15.7	12.6	3.0	11	2
Caan.....	15.6	15.6	0.0	8	0
Chiapas-Copanó.....	15.3	15.3	0.0	11	0
Uech.....	15.1	15.1	0.0	2	0
Los Soldados.....	15.1	12.4	2.7	35	4
Bricol.....	14.6	10.2	4.4	7	1
Magallanes-Tucán-Pajonal....	14.1	11.9	2.2	54	5
Tintal.....	14.0	7.5	6.5	7	10
Arcabuz-Culebra.....	12.9	9.7	3.2	595	40
Total.....	9,159.9	6,525.7	2,634.2	5,851	6,747
Total de reservas probadas de PEMEX.....	9,632.0	6,880.3	2,751.7		
Porcentaje	95.1%	94.8%	95.7%		

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

(1) El factor usado para convertir gas seco a barril de petróleo equivalente es 5.201 Mpc de gas seco por barril de petróleo equivalente.

(2) Localizaciones no desarrolladas se refieren al número de sitios geográficos o ubicaciones donde un pozo será perforado para producir reservas probadas no desarrolladas.

(3) Incluye asignaciones de extracción y asignaciones temporales.

(4) Incluye los campos Cunduacán, Iríde, Oxiacaque, Platanal y Samaria

Fuente: PEP.

La TRR de PEP para un periodo 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 periodo. Durante 2015, se obtuvieron 120 MMbpce de reservas probadas que fueron obtenidas de descubrimientos. Sin embargo, este volumen no fue suficiente para compensar las reducciones de reservas por revisiones, delimitaciones, desarrollo y producción, en 2015. Como resultado no hubo restitución de reservas probadas en 2015. La TRR de 2014 fue de 18.0% al no tener restitución de reservas en 2015 implica una declinación en las reservas probadas en ambos periodos.

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 de petróleo crudo equivalente al 31 de diciembre de 2015, lo que representa una disminución del 15.6% comparada con la RRP del 2014 de 9.6 años. Ver Nota 28 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 para mayor información relacionada con reservas.

Precios de venta y costos de producción

La siguiente tabla muestra el precio promedio de venta por unidad de producción de petróleo y gas producido y el costo promedio de producción por unidad de producción, para cada campo con reservas probadas del 8.0% o más del total de las reservas probadas asignadas a la Emisora.

Precios de venta unitarios y costos de producción⁽¹⁾

	<u>Ku-Maloob-Zaap</u>	<u>Akal</u>	<u>Otros campos</u>	<u>Todos los campos</u>
31 de Diciembre, 2015				
Precio promedio de venta				
Petróleo crudo, por barril	EUA\$41.21	EUA\$47.79	EUA\$51.51	EUA\$48.22
Gas natural, por millar de pies cúbicos....	EUA\$ 4.59	EUA\$ 3.59	EUA\$ 3.79	EUA\$ 3.78
Costo promedio de producción, por barril	EUA\$ 6.93	EUA\$ 15.97	EUA\$ 9.69	EUA\$ 9.40

31 de Diciembre, 2014

Precio promedio de venta

Petróleo crudo, por barril	EUA\$80.58	EUA\$90.67	EUA\$95.14	EUA\$90.37
Gas natural, por millar de pies cúbicos....	EUA\$ 6.96	EUA\$ 5.36	EUA\$ 5.74	EUA\$ 5.71
Costo promedio de producción, por barril	EUA\$ 5.05	EUA\$10.79	EUA\$ 9.16	EUA\$ 8.22

31 de Diciembre, 2013

Precio promedio de venta

Petróleo crudo, por barril	EUA\$92.50	EUA\$ 98.72	EUA\$104.62	EUA\$99.92
Gas natural, por millar de pies cúbicos....	EUA\$ 5.03	EUA\$ 4.95	EUA\$ 5.00	EUA\$ 4.93
Costo promedio de producción, por barril	EUA\$ 4.88	EUA\$ 11.01	EUA\$ 10.79	EUA\$ 7.91

(1) Es el precio promedio de venta del último día de cada uno de los 12 meses.

Fuente: PEP.

En 2015, el costo promedio de producción fue de EUA\$9.40 por barril de petróleo crudo equivalente, y representa un incremento de 14.4% respecto al costo promedio de producción de EUA\$8.22 por barril de petróleo crudo equivalente en 2014. Dicho incremento se debe principalmente a los nuevos impuestos y derechos que no son a la utilidad aprobados bajo el nuevo régimen fiscal de PEMEX que entró en vigor en 2015.

La Emisora calcula y revela el costo de producción de acuerdo con la práctica internacional que está basada en los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos conforme al ASC Topic 932. El costo de producción por barril de petróleo crudo equivalente se calcula dividiendo los costos totales de producción (en dólares) entre la producción total de hidrocarburos (en barriles de petróleo crudo equivalente) del periodo respectivo.

El costo total de producción incluye todos los costos directos e indirectos incurridos en la producción de petróleo crudo y gas y considera todos los gastos asociados a la operación y mantenimiento de pozos, equipos e instalaciones, mano de obra, materiales, insumos y combustible consumido, incluyendo el gas para bombeo neumático, nitrógeno y otros productos químicos, gastos de reparación y mantenimiento no capitalizables y otros costos, tales como honorarios, servicios generales, reserva para beneficio a los empleados asociada al personal activo, servicios corporativos y gastos indirectos de administración, beneficio a los empleados asociada al personal activo, servicios corporativos y gastos indirectos de administración. Sin embargo, se excluyen gastos que no se hacen en efectivo, tales como amortización de inversión y gastos capitalizables en los pozos, la depreciación de activos fijos, así como los gastos asociados a la distribución y manejo de los hidrocarburos y otros gastos relacionados con las actividades de exploración y perforación.

Producción de petróleo crudo y gas natural

En 2015 la producción de petróleo crudo promedió 2,266.8 Mbd, 6.7% menor que la producción promedio en 2014, que fue de 2,428.8 Mbd. Esta disminución, fue consecuencia del decremento de la producción de los proyectos Cantarell, Crudo Ligero Marino, El Golpe-Puerto Ceiba, Complejo Antonio J. Bermúdez, Cactus-Sitio Grande, Ixtal-Manik, Costero Terrestre, Ek-Balam y Ku-Maloob-Zaap. La producción de petróleo crudo pesado disminuyó en 113.2 Mbd, 8.9% menor respecto a la producción diaria promedio de 2014 debido principalmente a la declinación natural de los campos, un incremento en la producción de agua, y aumento en la producción del gas del casquete de los yacimientos, sobre todo de los que pasaron a la etapa de saturación. Los costos de extracción u operación revirtieron también la rentabilidad de algunas intervenciones a pozos retardando el proceso de mantenimiento y desarrollo de los mismos. Los campos que apoyaron a revertir parcialmente los procesos anteriores fueron la continuación en el desarrollo de los campos Tsimin-Xux y Yaxché, así como la diversificación de los sistemas artificiales de producción en los campos terrestres. Sin embargo, el cierre de producción en plataformas por altos inventarios, la explosión e incendio en la plataforma de producción Abkatún-A Permanente, así como la declinación del campo Tsimin y el aumento en la producción de agua en Xux, disminuyeron la producción promedio de petróleo crudo ligero en aproximadamente 48.8 Mbd durante 2015 o 4.2% comparado con 2014.

El petróleo crudo puede clasificarse por su contenido de azufre. Los petróleos crudos “amargos” o “pesados” contienen 3.4% o más proporción de azufre por peso y los petróleos crudos “dulces” o “ligeros” contienen menos del 1.0% de proporción de azufre por peso. La mayor parte de la producción de PEP es clasificada como petróleo crudo amargo o pesado.

El segmento de exploración y producción produce principalmente cuatro tipos de petróleo crudo:

- Altamira, petróleo crudo pesado;
- Maya, petróleo crudo pesado;
- Istmo, petróleo crudo ligero; y
- Olmeca, petróleo crudo súper ligero.

La mayor parte de la producción de PEP es crudo Maya e Istmo. En 2015, el 50.8% de la producción total de PEP fue crudo pesado y el 49.2% de crudos ligeros y súper ligeros. Las regiones Marinas producen principalmente crudo pesado (59.9% de la producción de las mismas en 2015), aunque también producen volúmenes importantes de crudos ligeros (40.1% de la producción de las mismas en 2015), la región Sur produce principalmente crudos ligeros y súper ligeros, (91.9% de la producción de la misma en 2015), en tanto que la región Norte produce ambos crudos ligeros y súper ligeros (41.7 % de la producción de la misma en 2015) y crudo pesado (58.3% de la producción de la misma en 2015). Adicionalmente al inicio del año 2014, PEP estuvo preparando una mezcla de diferentes crudos aproximadamente de 16 API, con fines de venta, nombrado Talam, que no es un petróleo crudo extraído.

Los campos que aportan la mayor producción de crudo y gas natural en el Golfo de México, están localizados en los activos Ku-Maloob-Zaap, Litoral de Tabasco, Abkatún-Pol-Chuc y Cantarell, en las regiones Marinas, y en los activos Samaria-Luna y Bellota-Jujo en la región Sur. En particular, el activo Ku-Maloob-Zaap fue el que aportó mayor producción de crudo en 2015 con 853.1 Mbd, (37.6% de la producción de petróleo crudo del año), y 556.5 MMpcd de gas natural (8.7 % de la producción de gas natural del año). Adicionalmente, el activo Litoral de Tabasco, el segundo productor más importante de crudo, produjo 347.2 Mbd en 2015 (15.3 % de la producción nacional) y 993.5 MMpcd de gas natural (15.5% de la producción nacional).

La siguiente tabla muestra los niveles de producción anual de petróleo crudo para los cinco ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2015.

Producción de petróleo crudo						2015 vs.
	2011	2012	2013	2014	2015	2014
			(en Mbd)			(%)
Regiones Marinas						
Petróleo crudo pesado.....	1,322.8	1,280.2	1,258.3	1,160.1	1,054.9	(9.1)
Petróleo crudo ligero ⁽¹⁾	<u>580.5</u>	<u>614.5</u>	<u>638.1</u>	<u>691.3</u>	<u>705.4</u>	2.0
Total.....	1,903.3	1,894.6	1,896.4	1,851.4	1,760.3	(4.9)
Región Sur						
Petróleo crudo pesado.....	16.7	18.5	26.5	35.0	31.7	(9.3)
Petróleo crudo ligero ⁽¹⁾	<u>513.9</u>	<u>489.6</u>	<u>454.3</u>	<u>417.4</u>	<u>362.1</u>	(13.3)
Total.....	530.6	508.2	480.8	452.4	393.8	(13.0)
Región Norte						
Petróleo crudo pesado.....	77.6	86.3	80.2	70.4	65.7	(6.6)
Petróleo crudo ligero ⁽¹⁾	<u>41.2</u>	<u>58.8</u>	<u>64.7</u>	<u>54.6</u>	<u>47.0</u>	(13.9)
Total.....	118.8	145.1	144.9	125.0	112.7	(9.8)
Total de petróleo crudo pesado...	1,417.1	1,385.0	1,365.1	1,265.5	1,152.3	(8.9)
Total de petróleo crudo ligero ⁽¹⁾ ...	<u>1,135.5</u>	<u>1,162.9</u>	<u>1,157.1</u>	<u>1,163.3</u>	<u>1,114.5</u>	(4.2)
Total de petróleo crudo.....	<u>2,552.6</u>	<u>2,547.9</u>	<u>2,522.1</u>	<u>2,428.8</u>	<u>2,266.8</u>	(6.7)

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

(1) Incluye petróleo crudo súper ligero.

Fuente: PEP.

La siguiente tabla muestra la producción anual de petróleo crudo por región y activo para los cinco ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2015.

Producción de petróleo crudo						2015
	2011	2012	2013	2014	2015	vs.
			(en Mbd)			2014
						(%)

Regiones Marinas

Ku-Maloob-Zaap.....	842.1	855.1	863.8	856.7	853.1	(0.4)
Cantarell.....	500.7	454.1	439.8	374.9	273.4	(27.1)
Litoral de Tabasco.....	284.4	319.2	299.2	320.4	347.2	8.4
Abkatún-Pol-Chuc.....	<u>276.2</u>	<u>266.3</u>	<u>293.6</u>	<u>299.3</u>	<u>286.7</u>	(4.2)
Total.....	1,903.3	1,894.6	1,896.4	1,851.4	1,760.3	(4.9)

Región Sur

Samaria-Luna.....	222.7	205.1	172.5	161.4	145.4	(9.9)
Bellota-Jujo.....	143.4	130.3	134.3	124.8	101.7	(18.5)
Cinco Presidentes.....	83.5	96.0	93.1	89.1	87.6	(1.7)
Macuspana-Muspac ⁽¹⁾	<u>81.1</u>	<u>76.8</u>	<u>80.9</u>	<u>77.0</u>	<u>59.0</u>	(23.4)
Total.....	530.6	508.2	480.8	452.4	393.8	(13.0)

Región Norte

Aceite Terciario del Golfo....	52.8	68.6	66.2	48.8	42.0	(13.9)
Poza Rica-Altamira.....	60.2	67.8	61.5	59.8	58.7	(1.8)
Burgos.....	2.5	4.8	8.0	5.0	—	—
Veracruz.....	<u>3.2</u>	<u>4.0</u>	<u>9.3</u>	<u>11.4</u>	<u>12.1</u>	6.1
Total.....	<u>118.8</u>	<u>145.1</u>	<u>144.9</u>	<u>125.0</u>	<u>112.7</u>	(9.8)
Total de petróleo crudo.....	<u>2,552.6</u>	<u>2,547.9</u>	<u>2,522.1</u>	<u>2,428.8</u>	<u>2,266.8</u>	(6.7)

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

(1) A partir de 2012 los activos Macuspana y Muspac se integran en el Activo Macuspana-Muspac.

Fuente: PEP.

Las regiones Marinas, conformadas por la región Marina Noreste y de la región Marina Suroeste, están localizadas en la plataforma continental y el talud del Golfo de México. Tienen un área de aproximadamente 550,000 km², localizados totalmente en aguas territoriales mexicanas, a lo largo de las costas de los estados de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo y la costa sur del estado de Veracruz. En 2015 la producción promedio de petróleo crudo de 41 campos localizados en estas regiones fue de 1,760.3 Mbd.

La región Sur cubre un área de aproximadamente 392,000 km², incluyendo los estados de Guerrero, Oaxaca, Chiapas, Tabasco, Yucatán, Quintana Roo, Campeche y Veracruz. En 2015, el promedio de la producción de petróleo crudo de los 97 campos localizados en esta región totalizó 393.8 Mbd.

La región Norte cubre un área de aproximadamente 1.8 millones de km², incluyendo la parte correspondiente de la plataforma continental del Golfo de México a lo largo de la costa del estado de Tamaulipas y la costa Norte del estado de Veracruz. El área de producción en la parte terrestre se ubica, entre otros, en los estados de Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, San Luis Potosí y Puebla. PEMEX también produce en la plataforma continental en el Golfo de México. En 2015, la producción promedio en la región Norte fue de 112.7 Mbd de petróleo crudo y de 1,737.9 MMpcd de gas natural, de 296 campos productores en la región.

La siguiente tabla muestra los niveles de producción anual de gas natural por región y activo para los cinco ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2015.

	Producción de Gas Natural					2015 vs. 2014 (%)
	2011	2012	2013	2014	2015	
	(en MMpcd)					
Regiones Marinas						
Cantarell	1,074.7	1,004.2	1,007.1	1,120.9	1,277.1	13.9
Litoral de Tabasco	649.3	735.6	747.6	842.6	993.5	17.9
Abkatún-Pol-Chuc.....	559.0	523.6	579.4	553.4	455.9	(17.6)
Ku-Maloob-Zaap	<u>330.9</u>	<u>329.7</u>	<u>405.1</u>	<u>571.0</u>	<u>556.5</u>	(2.5)
Total.....	2,613.9	2,593.1	2,739.2	3,087.9	3,283.0	6.3

Región Sur

Samaria-Luna	715.7	695.9	606.3	583.1	500.3	(14.2)
Macuspana-Muspac ⁽¹⁾ ...	571.5	542.9	515.1	490.5	455.3	(7.2)
Bellota-Jujo	288.2	297.4	319.7	288.9	264.5	(8.4)
Cinco Presidentes.....	<u>116.9</u>	<u>116.3</u>	<u>129.4</u>	<u>152.8</u>	<u>160.1</u>	4.7
Total	1,692.3	1,652.4	1,570.5	1,515.4	1,380.1	(8.9)

Región Norte

Burgos ⁽²⁾	1,344.1	1,269.3	1,286.6	1,221.0	1,099.0	(10.0)
Veracruz	716.7	601.2	494.5	455.3	392.2	(13.9)
Aceite Terciario del Golfo	111.9	148.8	167.0	149.5	145.2	(2.9)
Poza Rica-Altamira	<u>115.2</u>	<u>120.0</u>	<u>112.4</u>	<u>102.8</u>	<u>101.5</u>	(1.3)
Total.....	<u>2,287.8</u>	<u>2,139.3</u>	<u>2,060.6</u>	<u>1,928.6</u>	<u>1,737.9</u>	(9.9)
Total gas natural	<u>6,594.1</u>	<u>6,384.9</u>	<u>6,370.3</u>	<u>6,531.9</u>	<u>6,401.0</u>	(2.0)

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

(1) A partir de 2012 los activos Macuspana y Muspac se integran en el Activo Macuspana-Muspac.

(2) A partir de febrero de 2010 el Activo Burgos incluye la producción de hidrocarburos del campo Nejo.

Fuente: PEP.

En 2015 las regiones Marinas produjeron 3,283.0 MMpcd de gas natural, o 51.3% de la producción total, lo que representa un incremento de 6.3% en comparación a la producción de las regiones en 2014 de 3,087.9 MMpcd. En 2015 la región Sur produjo 1,380.1 MMpcd del total de la producción de gas natural de PEMEX, o 21.6% de la producción total de gas natural, lo que representa un decremento del 8.9% comparado con la producción de la región en 2014 de 1,515.4 MMpcd. En 2015 la región Norte produjo 1,737.9 MMpcd de gas natural, o 27.2% del total de la producción nacional de gas natural, lo que representa una disminución del 9.9% en comparación a la producción de gas natural de la región de 1,928.6 MMpcd en 2014.

En 2015, la producción promedio de gas natural de PEP fue de 6,401.0 MMpcd, mostrando un decremento del 2.0% respecto al 2014 que fue de 6,531.9 MMpcd.

La producción de gas natural asociado con la producción de petróleo crudo representaron el 75.4% del total de la producción de gas en 2015, mientras que el remanente de producción de gas natural consiste en la extracción de gas natural de los campos que contienen reservas de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, 181 del total de los 434 campos en producción, o el 41.7%, producen gas no asociado, y contribuyen con el 24.6% de la producción total de gas natural en 2015.

Inversiones en exploración y producción

Al igual que con los resultados operativos, se presentan las inversiones del segmento de exploración y producción junto con las inversiones del segmento de perforación y servicios.

En 2015, se invirtieron en términos de pesos nominales \$151,546 millones en exploración y producción, comparado con \$222,069 millones en 2014, que representa una disminución de 31.8%. Del total de las inversiones de PEP en 2015, se destinaron \$23,507 millones al desarrollo de los campos de Ku-Maloob-Zaap, \$13,950 millones para el Proyecto Tsimin-Xux, \$2,817 millones al proyecto Aceite Terciario del Golfo, \$11,217 millones a los campos de Cantarell, \$9,275 millones al proyecto Crudo Ligero Marino, \$5,855 millones al desarrollo de campos de gas natural en Burgos (incluyendo \$2,001 millones de inversiones realizadas a través del programa de COPF, ver 2)b)A.(i).—“Exploración y producción” – “CIEP y COPF”, \$10,037 millones al proyecto Chuc, \$5,352 millones a los campos Antonio J. Bermúdez, \$4,626 millones para el proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes, \$4,687 millones fueron dirigidos a los campos del proyecto Delta del Grijalva. Durante 2015 las erogaciones en estos 10 proyectos representaron el 44.7% de todas las inversiones en exploración y producción. El restante 55.3%, equivalente a \$83,730 millones, en términos nominales, se erogó en los 16 proyectos restantes así como en otros proyectos exploratorios, otros proyectos de desarrollo y en soporte técnico y administrativo.

Presupuesto de Inversión en exploración y producción para 2016.

El presupuesto total de inversión de PEP en 2016 asciende a \$121,576 millones. Este presupuesto comparado con \$151,546 millones en 2015, representa un decremento del 19.6%. El presupuesto de PEP en

2016 incluye los 26 proyectos estratégicos vigentes de exploración y producción, \$19,001 millones en otros proyectos exploratorios y \$742 millones para soporte técnico y administrativo. Aproximadamente \$102,559 millones o el 84.3% de la inversión total en exploración y desarrollo se tiene previsto asignar a inversiones en proyectos de desarrollo de campos y ductos. Aproximadamente \$19,016 millones o el 15.6% del total se tiene previsto asignar a actividades de exploración.

El presupuesto de inversión para 2016, contempla, \$20,316 millones para el proyecto Ku-Maloob-Zaap, \$11,903 millones para el proyecto Cantarell, \$9,333 millones para el proyecto Tsimin-Xux, \$8,231 millones para el proyecto Chuc, \$7,081 millones para el proyecto Crudo Ligerero Marino, \$3,357 millones para el proyecto Antonio J. Bermúdez, \$3,294 millones para el proyecto Burgos, \$8,033 millones para el proyecto Integral Yaxché, \$3,088 millones para el proyecto Delta del Grijalva, \$2,728 millones para el proyecto Bellota Chinchorro, \$3,691 millones para el proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes, y \$60,837 millones para los proyectos restantes así como para otros proyectos de desarrollo, otros proyectos exploratorios y para soporte técnico y administrativo.

Tendencias de las inversiones en exploración y producción.

En 2015, en términos nominales, se invirtieron \$31,737 millones de pesos en actividades de exploración de PEP que representan el 20.9% de la inversión total de PEP, lo cual representa un 9.5% de disminución en comparación con \$35,082 millones invertidos en 2014. Durante 2015 se invirtieron \$119,808 millones de pesos, es decir, el 79.1% de la inversión total de PEP en actividades de desarrollo, lo cual representa un decremento de 35.9% en comparación con \$186,986 millones invertidos en actividades de desarrollo en 2014.

En 2016 se presupuestaron inversiones por \$19,016 millones, o 16% del total del presupuesto de inversión de PEP en actividades de exploración, lo que representa un decremento del 40.1% en términos nominales en relación al 2015. Para las actividades de desarrollo, se tiene contemplado un presupuesto de \$102,559 millones o sea el 84.4% del total del presupuesto de inversión, lo cual representa un decremento de 15.6% en términos nominales con respecto a los montos que PEP invirtió en actividades de desarrollo en 2015.

La inversión estimada en exploración y desarrollo corresponde a las áreas que le fueron asignadas a PEMEX en la Ronda Cero, que son aquellas que PEMEX está explorando, operando y se tiene interés en desarrollar con base en su capacidad operativa. La Secretaría de Energía asignó a PEMEX el derecho a explorar y desarrollar estas áreas buscando mantener sus niveles de producción en el corto plazo, teniendo también suficientes oportunidades para explorar a fin de incrementar los niveles de producción en el futuro. Debido a que un número importante de áreas de exploración fueron reservadas por el Gobierno Federal para futuras rondas de licitación, PEMEX pretende llevar a cabo una estrategia para incrementar su producción y aumentar su TRR probadas al celebrar alianzas estratégicas con empresas petroleras. A través de estas alianzas, PEMEX espera tener acceso a nuevas tecnologías y a mejores prácticas internacionales mientras comparte costos asociados con seguridad, salud y protección ambiental y minimiza riesgos operativos. De este modo, los perfiles de inversión podrán cambiar en atención a los resultados de los futuros procesos de licitación en las rondas en que PEMEX planea participar.

El presupuesto de inversión del segmento de exploración y producción ha constituido el 83.9% o más del total del presupuesto de inversión en cada uno de los cinco años anteriores. En 2016, el presupuesto de inversión del segmento de exploración y producción constituye un 77.6% del total.

La siguiente tabla presenta la tendencia histórica de las inversiones en exploración y desarrollo que se llevaron a cabo durante los cinco años que terminaron el 31 de diciembre de 2015.

Inversión en exploración y desarrollo 2011-2015					
Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾					
	2011	2012	2013	2014	2015
	(en millones de pesos nominales)				
Exploración.....	\$ 31,133	\$ 33,161	\$ 32,179	\$ 35,082	\$ 31,737
Desarrollo	<u>145,926</u>	<u>160,640</u>	<u>180,377</u>	<u>186,986</u>	<u>119,808</u>
Total.....	<u>\$177,059</u>	<u>\$193,801</u>	<u>\$212,556</u>	<u>\$222,069</u>	<u>\$151,546</u>

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

(1) Cantidades en flujo de efectivo.

Fuente: PEP.

La siguiente tabla presenta las cantidades estimadas del presupuesto para las inversiones en exploración y desarrollo de 2016 :

Inversión estimada en exploración y desarrollo 2016

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾
	2016 ⁽²⁾
	(en millones de pesos constantes de 2015)
Exploración ⁽³⁾	\$ 19,016
Desarrollo ⁽³⁾	102,559
Total	<u>\$121,576</u>

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

(1) Cantidades en flujo de efectivo.

(2) Plan de ajuste al presupuesto aprobado por el Consejo de Administración de la Emisora el 26 de febrero de 2016.

(3) Las cantidades de 2016 se estimaron con base en los campos de operación y áreas de exploración asignadas a PEMEX a través de la Ronda Cero, de acuerdo al mismo criterio observado el plan de ajuste al presupuesto aprobado por el Consejo de Administración de la Emisora el 26 de febrero de 2016.

Fuente: PEP.

Inversiones y producción por proyecto

PEP lleva a cabo actividades de exploración, producción y desarrollo en campos en todo México. Los diez proyectos principales son Ku-Maloob-Zaap, Tsimin-Xux, Aceite Terciario del Golfo, Cantarell, Crudo Ligerito Marino, Burgos, Chuc, Antonio J. Bermúdez, Ogarrio-Sánchez Magallanes, y Delta del Grijalva. A continuación se describen dichos proyectos.

Proyecto Ku-Maloob-Zaap. El proyecto de Ku-Maloob-Zaap es uno de los principales productores de petróleo crudo pesado y desempeña un papel importante en la producción de la mezcla de petróleo crudo Maya. Es el proyecto más importante en México, en términos de reservas probadas totales de hidrocarburos y producción de petróleo crudo. Se compone de los campos Ayatsil, Bacab, Lum, Ku, Maloob, Tekel, Utsil y Zaap y se extiende sobre un área de 305.7 km². Al 31 de diciembre de 2015, contaba con un total de 237 pozos, de los cuales 184 pozos están produciendo. Durante 2015 este proyecto produjo un promedio de 853.1 Mbd de petróleo crudo, nivel que representó el 37.6% de la producción nacional, y 556.5 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 4.8 MMMb de petróleo crudo y 2.4 billones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, este proyecto registró reservas probadas por 3.0 MMMb de petróleo crudo y 1.6 billones de pies cúbicos de gas natural. El total de las reservas probadas fue de 3.3 MMMbpce, de las cuales 2.6 MMMbpce son reservas desarrolladas de petróleo crudo equivalente.

En términos de pesos nominales, las inversiones para este proyecto fueron de \$29,738 millones en 2013, \$34,232 millones en 2014 y \$23,507 millones en 2015. Para 2016, se espera invertir \$20,316 millones, lo que llevaría la inversión total de este proyecto aproximadamente a EUA\$23.1 mil millones. En 2015, PEP pagó aproximadamente EUA\$35.2 millones para adquirir 244.0 MMMpc de nitrógeno para el proyecto de mantenimiento de la presión en el quinto módulo de la planta criogénica de nitrógeno de Cantarell, la cual empezó a operar en noviembre de 2006. En 2016, PEP espera erogar aproximadamente EUA\$41.5 millones para adquirir aproximadamente 215.7 MMMpc de nitrógeno que se inyectarán en los campos Ku-Maloob-Zaap.

Proyecto Tsimin-Xux. Este proyecto está conformado de los campos Tsimin y Xux, que tienen yacimientos de aceite ligero, gas y condensados en las aguas someras del Golfo de México. El campo Tsimin está localizado a 62 kilómetros de la terminal marítima de Dos Bocas, en Paraíso, en el estado de Tabasco, mientras que el campo Xux está localizado en la plataforma continental del Golfo de México, aproximadamente a diez kilómetros frente a las costas de Tabasco. Durante 2015, siete pozos fueron terminados en el campo Tsimin y cinco nuevos pozos fueron terminados en el campo Xux. Durante 2015 el promedio diario de producción del proyecto Tsimin-Xux fue de 135.2 Mbd de petróleo crudo y 579.9 MMpcd de gas natural. La estrategia de desarrollo estima alcanzar un pico máximo de producción en conjunto de alrededor de 141.0 Mbd de petróleo crudo y 646.0 MMpcd de gas natural. Durante 2015, los precios de venta de petróleo crudo ligero y súper ligero producido por estos yacimientos promediaron más de EUA\$51.46 por

barril lo que lo hace uno de los proyectos más importantes de PEMEX en términos de generación de ingresos.

Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 92.5 MMMb de petróleo crudo y 388.1 billones de gas natural. Asimismo, las reservas probadas ascendieron a 228.0 MMb de petróleo crudo y 1.4 billones de pies cúbicos de gas natural. El total de las reservas probadas ascendió a 485.7 MMbpce al 31 de diciembre de 2015, de las cuales 438.6 MMbpce fueron desarrolladas.

En términos de pesos nominales, se invirtieron \$13,950 millones en 2015. Para 2016, se anticipa que la inversión en este proyecto alcanzará los \$9,333 millones.

Proyecto Aceite Terciario del Golfo (anteriormente Paleocanal de Chicontepec). El proyecto Aceite Terciario del Golfo está ubicado en la región Norte y cubre un área de 4,243 km² y está dividido en ocho sectores, conteniendo 29 campos. Al 31 de diciembre de 2015, se terminaron un total de 4,528 pozos, de los cuales 2,304 se encuentran produciendo. Durante 2015, este complejo de campos produjo un promedio de 42.0 Mbd de petróleo crudo, una disminución de 13.9% en relación con la producción en 2014 que se ubicó en 48.8 Mbd de petróleo crudo, y 145.2 MMpcd de gas natural, 2.9% menor en relación a la producción de 149.5 MMpcd en 2014. La disminución en la producción de petróleo crudo fue consecuencia, principalmente, de una reducción en la presión en algunos yacimientos. Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 287.2 MMb de petróleo crudo y 592.8 MMMpc de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas de petróleo crudo fueron de 493.0 MMb y las de gas natural fueron de 801.5 MMMpc. El total de reservas probadas de hidrocarburos fue de 656.8 MMbpce, de las cuales 133.8 MMbpce fueron probadas desarrolladas.

Durante 2015, las actividades de desarrollo de los campos en el proyecto incluyen la perforación de 41 pozos y la terminación de 51 pozos, de los cuales, 49 pozos fueron clasificados como productores, lo que refleja un factor de éxito de 96.1% del total de pozos terminados. Al 31 de diciembre de 2015, 70% del total de los pozos productores se encontraban operando con sistemas artificiales tales como bombeo mecánico y neumático. El 30% restante de los pozos fueron fluyentes, es decir, no requirieron ningún tipo de sistema artificial para su explotación.

En términos de pesos nominales, las inversiones para el proyecto Aceite Terciario de Golfo fueron de \$20,049 millones en 2013, \$18,943 millones en 2014 y \$2,817 millones en 2015. Para 2016, se espera que la inversión para este proyecto sea de \$3,345 millones y que la inversión total acumulada sea de aproximadamente EUA\$13.2 mil millones.

Proyecto Cantarell. El proyecto Cantarell se ubica en la plataforma continental del Golfo de México. Este proyecto incluye los campos Akal, Chac, Ixtoc, Kambesah, Kutz, Nohoch, Sihil y Takin, los cuales se extienden sobre un área de 294.4 km². Al 31 de diciembre de 2015, se han terminado un total de 559 pozos, de los cuales 177 pozos están en operación. Durante 2015, el activo Cantarell, del cual forma parte el proyecto Cantarell, fue el cuarto productor de petróleo crudo más importante en México, promediando 273.4 Mbd de petróleo crudo. Dicha producción fue 27.1% menor a la producción de 2014, que fue 374.9 Mbd, como resultado de la declinación de estos campos. La producción de gas natural del activo Cantarell durante 2015 promedió 1,277.1 MMpcd, 13.9% mayor que el promedio de la producción de gas natural de 2014, el cual fue de 1,120.9 MMpcd, como resultado de una mayor proporción de gas a petróleo en los pozos productores de la zona de transición del yacimiento de Cantarell.

Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 14.2 MMMb de petróleo crudo y 8.9 billones de pies cúbicos de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas de petróleo crudo totalizaron 820.5 MMMb y las de gas natural 680.0 billones de pies cúbicos. Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas totales alcanzaron los 950.1 MMbpce, de las cuales todas son desarrolladas.

El campo Akal es el campo más importante en el proyecto Cantarell con una producción promedio de 99.4 Mbd de petróleo crudo durante 2015, 43.8% menor que la producción promedio en 2014 de 177.0 Mbd.

En términos de pesos nominales, las inversiones del segmento de exploración y producción realizadas para desarrollar los yacimientos del proyecto Cantarell totalizaron \$28,171 millones en 2013, \$18,276 millones en 2014 y \$11,217 millones en 2015. Para 2016, se presupuestaron \$11,903 millones para inversión en el proyecto Cantarell. Para fines de 2016, se espera que las inversiones acumuladas en este proyecto asciendan a EUA\$41.3 mil millones aproximadamente.

El 10 de octubre de 1997, se adjudicó un contrato para construir, poseer y operar una planta criogénica de nitrógeno en el proyecto Cantarell a un consorcio formado por BOC Holdings, Linde, Marubeni, West Coast Energy e ICA Fluor Daniel. Bajo este contrato, el consorcio es responsable del financiamiento, diseño, construcción y operación de la planta. La planta inició operaciones en 2000 y costó aproximadamente \$10,131 millones. PEP tiene el derecho de adquirir la planta de nitrógeno en caso de algún incumplimiento por parte del consorcio, así mismo tiene la obligación de adquirirla si hay algún incumplimiento por parte de PEP. Según los términos del contrato, PEP se ha comprometido a comprarle a este consorcio 1.2 MMMpcd de nitrógeno hasta abril de 2016 y, posteriormente continuará prestando el servicio hasta junio de 2027 bajo un nuevo contrato.

Durante 2015, PEP pagó conforme a lo acordado en el contrato aproximadamente EUA\$63.9 millones por un volumen total de aproximadamente 285.7 MMMpc de nitrógeno, el cual se inyectó en los campos de Cantarell. En 2016, PEP espera pagar aproximadamente EUA\$109.9 millones bajo este contrato por un volumen total de aproximadamente 296.5 MMMpc de nitrógeno, el cual sería inyectado en los campos de Cantarell.

Proyecto Crudo Ligero Marino. A partir del año 2013 la SHCP autorizó como un proyecto separado al proyecto Crudo Ligero Marino, separándolo del Programa Estratégico de Gas del que formó parte, de 2001 al 2012. En 2013 el proyecto Och-Uech-Kax fue integrado a este proyecto. Los objetivos principales del proyecto Crudo Ligero Marino, para los años 2015 a 2037, son continuar con la construcción de seis estructuras marinas, adicionales a la terminada durante 2014, implementar procesos de recuperación secundaria en los campos May y Bolontiku, así como realizar actividades de optimización y mantenimiento a sus instalaciones. Al 31 de diciembre de 2015 se han terminado un total de 94 pozos, de los cuales 45 pozos están en operación. Durante 2015, la producción promedio ascendió a 99.3 Mbd de petróleo crudo y a 336.1 MMMpcd de gas natural. La producción acumulada alcanzó 854.2 MMb de petróleo crudo y 2.3 MMMpc de gas natural. Las reservas probadas de hidrocarburos alcanzaron 130.3 MMb de petróleo crudo y 416.8 MMMpc de gas natural para un total de 212.2 MMbpce. Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas desarrolladas fueron de 175.7 MMb.

Se invirtieron, en términos de pesos nominales, \$9,275 millones en 2015. En 2016 se anticipa que la inversión en el proyecto Crudo Ligero Marino alcanzará los \$7,081 millones.

Proyecto Burgos. Es el proyecto productor de gas no asociado más importante de México. Se inició en 1997 como un proyecto de desarrollo de campos, a fin de contribuir a satisfacer la creciente demanda nacional de gas natural. Los campos de este proyecto produjeron el 17.2% de la producción total de gas natural en 2015. El proyecto se encuentra ubicado en el Noreste de México.

Durante el año 2015 este proyecto produjo un promedio de 1,099 MMMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, se terminaron un total de 7,969 pozos, de los cuales 3,221 pozos se encuentran operando. Los campos más importantes, de acuerdo a su producción durante 2015, fueron: Nejo, Arcabuz-Culebra, Cuitláhuac, Velero, Cuervito, Santa Anita y Comitas que, en conjunto, aportaron el 53.3% de la producción total del proyecto.

Principales campos del proyecto Burgos (31 de diciembre de 2015)

	<u>Nejo</u>	<u>Arcabuz- Culebra</u>	<u>Cuitlá huac</u>	<u>Velero</u>	<u>Cuervito</u>	<u>Santa Anita</u>	<u>Comitas</u>
Superficie total (km ²)	209	385	239	103	50	52	71
Superficie desarrollada	204	370	213	99	35	44	62
Superficie no desarrollada	5	15	26	4	15	8	9
Pozos terminados	407	967	442	219	135	79	137
Pozos en producción	297	609	196	132	93	63	87
Producción de gas natural (MMpcd)	215	126	78	44	43	36	44
Producción acumulada de gas natural (MMMpc)	425.0	2,006.0	764.8	324.4	188.0	243.6	200.4
Reservas probadas de gas natural (MMMpc)	89.6	69.0	125.4	13.2	144.8	48.3	39.7
Reserva probada desarrollada	85.3	51.8	68.1	13.2	66.5	29.3	34.5
Reserva probada no desarrollada	4.3	17.2	57.3	0	78.3	19.0	5.2

De 2010 a 2015, las actividades de exploración y reclasificación de reservas incrementaron las reservas probadas estimadas en 416.5 MMbpce y la producción en este periodo fue de 565.0 MMbpce. Durante 2015 las reservas probadas registraron un decremento de 50.5 MMbpce, al pasar de 261.0 MMbpce en 2014 a 210.5 MMbpce en 2015, debido principalmente a la producción de gas en 2015, menores precios de hidrocarburos, así como a la disminución en las actividades de desarrollo de los campos.

En términos de pesos nominales, la inversión en el proyecto Burgos fue de \$10,316 millones en 2013 (incluyendo los COPF), \$11,695 millones en 2014 y \$5,855 millones en 2015. Para 2016, se anticipa que la inversión en este proyecto alcanzará los \$3,294 millones y que la inversión total acumulada será aproximadamente de EUA\$20.5 mil millones.

El proyecto Chuc es el segundo productor de petróleo crudo ligero en la región Marina Suroeste de México, cubre un área de 213 km² e incluye la operación y mantenimiento de las instalaciones de Pol-A y de complejos de inyección de agua. En 2013 la SHCP autorizó la integración del proyecto Caan al proyecto Chuc. El proyecto Chuc ha sido explotado por PEP desde 1981. Los campos del proyecto están ubicados en la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, entre las isobatas de 20 y 100 metros, aproximadamente a 132 kilómetros de la Terminal de Dos Bocas en Paraíso, Tabasco y 79 kilómetros al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche. Los campos del proyecto incluyen a Abkatún, Batab, Caan, Ché, Chuc, Chuhuk, Etkal, Homol, Kanaab, Kuil, Onel, Pol, Taratunich y Tumut. En enero de 2007 los proyectos Pol y Batab se fusionaron en el proyecto Chuc. Al 31 de diciembre de 2015, se terminaron 107 pozos, de los cuales 68 se encuentran en operación. Durante 2015, la producción promedio alcanzó 236.3 Mbd de petróleo crudo y 352.5 MMpcd de gas natural. La producción acumulada alcanzó 5.6 MMMb de petróleo crudo y 6.5 billones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas de hidrocarburos alcanzaron 433.0 MMb de petróleo crudo y 704.8 MMMpc de gas natural para un total de 556.9 MMbpce. Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas desarrolladas fueron de 377.2 MMbpce.

Se invirtieron, en términos de pesos nominales, \$9,897 millones en 2013, \$10,618 millones en 2014 y \$10,037 millones en 2015. En 2016 se anticipa que la inversión en el proyecto Chuc alcanzará los \$8,231 millones y que la inversión total acumulada alcanzará aproximadamente EUA\$5.4 mil millones.

Proyecto Antonio J. Bermúdez. En 2002 se empezó a invertir en el proyecto Antonio J. Bermúdez, el principal proyecto de inversión en la región Sur y el quinto a nivel nacional. El proyecto está diseñado para acelerar la recuperación de reservas, así como incrementar el factor de recuperación, perforando para ello pozos adicionales e implementando un sistema de mantenimiento de la presión mediante inyección de nitrógeno. Incluye los campos Samaria, Cunduacán, Oxiacaque, Iride y Platanal, abarcando un área de 163 km². Al 31 de diciembre de 2015, se han terminado 845 pozos, de los cuales 284 pozos se encuentran en operación. Durante 2015 el complejo produjo un promedio de 64.6 Mbd de petróleo crudo y 187.7 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 2.9 MMMb de petróleo crudo y 4.5 billones de pies cúbicos de gas natural. Asimismo, las reservas probadas ascendieron a 359.2 MMb de petróleo crudo y 1.0 billones de pies cúbicos de gas natural. El total de las reservas probadas ascendió a 603.5 MMbpce al 31 de diciembre de 2015, de las cuales 410.5 MMbpce fueron desarrolladas.

En términos de pesos nominales, se invirtieron \$11,489 millones en 2013, \$8,840 millones en 2014 y \$5,352 millones en 2015 en el proyecto Antonio J. Bermúdez. Para 2016, se anticipa que la inversión en este proyecto alcanzará los \$3,357 millones y que la inversión total acumulada alcanzará aproximadamente EUA\$9.1 mil millones. En marzo de 2005, PEP celebró un contrato con Praxair México, S. de R. L. de C.V. para construir, poseer y operar una planta criogénica de nitrógeno. La construcción de esta planta se terminó en junio de 2008. Después de terminar con las pruebas correspondientes, en julio de 2008, se inició la inyección de 190 MMpcd de nitrógeno. En 2015, se pagaron aproximadamente \$64.0 millones para adquirir aproximadamente 172.3 MMpcd de nitrógeno para esta planta para mantenimiento de presión. Asimismo, se planea continuar inyectando el mismo volumen contratado de nitrógeno durante el periodo de 2015 a 2022.

Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes. El proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes está integrado por 21 campos productores de petróleo crudo y gas natural y forma parte del activo de producción Cinco Presidentes. Se localiza entre los límites de los estados de Veracruz y Tabasco; geológicamente pertenece a la Cuenca Salina del Istmo y específicamente se ubica dentro de las Cuencas Terciarias del Sureste. Se limita al norte por el Golfo de México, al Sur por los plegamientos de la Sierra Madre de Chiapas, al oeste por la Cuenca Terciaria de Veracruz y al Este por la Cuenca Terciaria de Comalcalco y cuenta con una superficie aproximada de 10,820 km². El proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes tiene como objetivo principal incrementar los ritmos de producción mediante la perforación de pozos de desarrollo y de relleno (que se

perforan entre pozos productores de mayor recuperación de reservas de hidrocarburos), llevar a cabo reparaciones mayores, implementar procesos de recuperación secundaria y mejorada. Asimismo, se espera optimizar la infraestructura de este proyecto a fin de compensar las reducciones causadas en los niveles de producción por la declinación natural de los yacimientos.

Al 31 de diciembre de 2015, el proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes tenía 620 pozos en operación y 44 se terminaron durante 2015. Durante 2015 el proyecto produjo un promedio de 87.6 Mbd de petróleo crudo y 160.1 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 1.9 MMMb de petróleo crudo y 2.4 billones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas a la misma fecha fueron de 159.2 MMb de petróleo crudo y 270.9 MMMpc de gas natural. El total de las reservas probadas ascendió a 202.8 MMbpce al 31 de diciembre de 2015, de los cuales 181.3 MMbpce fueron reservas desarrolladas.

En términos de pesos nominales, el presupuesto de inversión para Ogarrio-Sánchez Magallanes fue de \$4,626 millones en 2015. En 2016, se espera que el presupuesto de inversión sea de \$3,691 millones.

Proyecto Delta del Grijalva. El proyecto Delta del Grijalva es el primero en importancia en la región Sur, en términos tanto de producción de gas como de petróleo crudo. El proyecto cubre un área de 1,343 km² y lo ha explotado PEP desde 1982. Al 31 de diciembre de 2015, se han terminado 193 pozos, de los cuales 54 se encuentran en operación. Durante 2015 el proyecto produjo un promedio de 81.8 Mbd de petróleo crudo y 312.6 MMpcd de gas natural. Los campos más importantes son Terra, Sen, Caparroso-Pijije-Escuintle y Tizón.

- *Terra.* Este campo cubre un área de 13.7 km². Al 31 de diciembre de 2015, se terminaron un total de 11 pozos, de los cuales ocho pozos se encuentran en operación. Durante 2015 el campo produjo un promedio de 21.2 Mbd de petróleo crudo y 59.7 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 35.7 MMb de petróleo crudo y 113.7 MMMpc de gas natural. Las reservas probadas alcanzaron 32.0 MMb de petróleo crudo y 93.7 MMMpc de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas totales fueron de 54.3 MMbpce, de las cuales 25.4 MMbpce fueron reservas desarrolladas.
- *Sen.* Este campo cubre un área de 45.1 km². Al 31 de diciembre de 2015, se tenía un total de 49 pozos terminados, 13 de ellos se encuentran en operación. Durante 2015 el campo produjo un promedio de 7.1 Mbd de petróleo crudo y 25.2 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 311.0 MMb de petróleo crudo y 850.4 MMMpc de gas natural. Las reservas probadas alcanzaron 25.2 MMb de petróleo crudo y 76.6 MMMpc de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas totales fueron de 43.5 MMbpce, de las cuales 21.1 MMbpce fueron reservas desarrolladas.
- *Caparroso-Pijije-Escuintle.* Este campo cubre un área de 28.2 km². Al 31 de diciembre de 2015, había un total de 53 pozos terminados, de los cuales 12 pozos se encuentran en operación. Durante 2015 el campo produjo un promedio de 13.8 Mbd de petróleo crudo y 36.4 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 226.6 MMb de petróleo crudo y 635.6 MMMpc de gas natural. Las reservas probadas de hidrocarburos totalizaron 12.0 MMb de petróleo crudo y 39.7 MMMpc de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas totales fueron de 21.4 MMbpce, de las cuales 17.6 MMbpce fueron reservas desarrolladas.
- *Tizón.* Este campo cubre un área de 17.8 km². Al 31 de diciembre de 2015, se terminaron un total de 16 pozos, de los cuales 11 pozos se encuentran en operación. Durante 2015 el campo produjo un promedio de 27.0 Mbd de petróleo crudo y 155.4 MMpcd de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada fue de 66.0 MMb de petróleo crudo y 378.2 MMMpc de gas natural. Las reservas probadas alcanzaron 21.3 MMb de petróleo crudo y 115.7 MMMpc de gas natural. Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas totales fueron de 48.9 MMbpce, de las cuales 42.3 MMbpce fueron reservas desarrolladas.

Al 31 de diciembre de 2015, la producción acumulada del proyecto Delta del Grijalva fue de 0.8 MMMb de petróleo crudo y 2.8 billones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas probadas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2015 totalizaron 102.5 MMb de petróleo crudo y 361.7 MMMpc de gas natural. El total de las reservas probadas ascendió a 188.7 MMbpce al 31 de diciembre de 2015, de los cuales 122.7 MMbpce fueron reservas desarrolladas.

En términos de pesos nominales, la inversión para Delta del Grijalva fue de \$6,169 millones en 2013, \$5,348 millones en 2014 y \$4,687 millones en 2015. En 2016, se espera que la inversión sea de \$3,088 millones, alcanzando una inversión total de aproximadamente EUA\$3.8 mil millones.

Ventas de petróleo crudo

Durante 2015, el consumo interno de petróleo crudo fue de 1,064.0 Mbd, lo cual representó el 46.9% de la producción total de petróleo crudo. A través de las actividades de PMI, se exportó el remanente de la producción de petróleo crudo. El petróleo crudo Maya representó el 72.1% del volumen de petróleo crudo exportado a través de PMI en 2015 (Ver 2)b) A.(x)-"Comercio internacional"). La siguiente tabla muestra la distribución del petróleo crudo:

Distribución del Petróleo Crudo

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015 vs. 2014 (%)
	2011	2012	2013 (en Mbd)	2014	2015	
Producción	2,552.6	2,547.9	2,522.1	2,428.8	2,266.8	(6.7)
Distribución						
Refinerías	1,172.3	1,211.0	1,229.1	1,161.1	1,064.0	(8.4)
Exportaciones	<u>1,342.9</u>	<u>1,268.3</u>	<u>1,190.4</u>	<u>1,148.6</u>	<u>1,177.7</u>	2.5
Total	<u>2,515.2</u>	<u>2,479.3</u>	<u>2,419.5</u>	<u>2,309.7</u>	<u>2,241.7</u>	(2.9)
Diferencias estadísticas en la medición de inventarios ⁽¹⁾	37.4	68.6	102.6	119.1	25.2	(78.8)

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

(1) Incluye ajustes en la medición, mermas y fugas, naftas y condensados adicionados al petróleo crudo.

Fuente: PEP.

El diferencial entre el volumen de producción de petróleo crudo medida a la salida del pozo y el volumen de petróleo crudo distribuido refleja ajustes comunes derivados de, entre otros factores, el movimiento de inventarios, la evaporación, merma y segregación de productos. En agosto de 2014, PEMEX identificó incrementos entre los volúmenes producidos y los distribuidos. Con base en el análisis llevado a cabo en coordinación con la CNH, PEMEX instrumentó diversas medidas correctivas para mejorar la metodología de medición y sistema de gestión, incluyendo un continuo monitoreo de los pozos, calibración de los equipos de medición y la instalación de sistemas de deshidratación del petróleo crudo. Para tal fin, se han instalado tanques sedimentadores en las terminales marinas, a efecto de acelerar la deshidratación y estabilización del crudo, de conformidad con los estándares de la industria. Adicionalmente, los barriles de petróleo crudo están sujetos a un proceso de estabilización, como preparación para su exportación, que incluye la certificación de la Entidad, el comprador y de un tercero a efecto de verificar que el contenido de producto cumpla con los estándares internacionales y que el contenido de agua no sea de más del 0.5%.

Envío de gas a la atmósfera

El envío de gas a la atmósfera deriva principalmente de ajustes operativos para llevar a cabo el mantenimiento de instalaciones de producción y, en algunos casos, por limitaciones en la capacidad de manejo, procesamiento y transporte de gas natural. Asimismo, por condiciones de seguridad, este gas es enviado a los quemadores de campo y se considera una de las fuentes de emisiones aéreas más importantes en las instalaciones de petróleo y gas en zonas terrestres y marinas. En 2015, la quema de gas representó el 6.8% de la producción total de gas natural, lo cual significa un incremento con respecto a 2014, cuando la quema de gas representó el 3.8% de la producción total de gas natural, debido principalmente a una explosión que ocurrió en la plataforma Abkatún-A Permanente el 1 de abril de 2015 y a los retrasos para el término de las obras para la utilización de gas en equipos de perforación marina. Para mayor información con relación a la explosión de la plataforma Abkatún-A Permanente, Ver 2)b)G.—"Desempeño ambiental". La Emisora continúa implementando programas para reducir el envío de gas a la atmósfera y mejorar la eficiencia de la extracción de gas, incluyendo estrategias para optimizar la explotación de pozos con alto contenido de gas asociado en el proyecto Cantarell.

Ductos

La red de ductos para petróleo crudo y gas natural del segmento de exploración y producción conecta centros de producción de petróleo crudo y gas natural con refinerías y plantas petroquímicas. A finales de 2015 esta red de ductos consistía aproximadamente en 42,025 kilómetros de ductos, de los cuales 1,160 kilómetros se localizaban en las región Marina Noreste, 1,019 kilómetros se localizaban en la región Marina Sureste, 8,634 kilómetros se ubicaban en la región Sur, 25,988 kilómetros localizados en la región Norte y 5,225 kilómetros fueron ductos de distribución y comerciales. Para una descripción de los productos transportados en la red de ductos, Ver 2)b)B.— “Canales de distribución” — “Transporte y distribución”.

CIEP y COPF

El programa de los COPF (anteriormente conocidos como el programa de Contratos de Servicios Múltiples) fue presentado en diciembre de 2001. Su objetivo era contar con un esquema contractual para la ejecución eficiente de obras públicas a fin de incrementar la producción de hidrocarburos de México. Los COPF son contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios que integran diversos servicios en un solo contrato. PEP mantiene la propiedad de todos los hidrocarburos extraídos y de todas las obras realizadas bajo cada COPF.

El programa de los Contratos Integrales de Exploración y Producción se estableció como parte de las leyes y modificaciones emitidas en 2008 al sector de energía. El objetivo de los Contratos Integrales de Exploración y Producción era aumentar la capacidad de ejecución y la producción. Las reservas de hidrocarburos situados en y extraídos de las áreas contractuales siguen siendo propiedad exclusiva de la Nación. La remuneración a los contratistas se hace con base en cuota por barril, y considera la recuperación de costos; el pago al contratista no puede exceder el flujo de efectivo disponible para el bloque correspondiente.

PEP podrá modificar los CIEP y los COPF celebrados antes de la entrada en vigor de la Legislación Secundaria para migrarlos a los Contratos para la Exploración y Extracción previstos en la Ley de Hidrocarburos, sin necesidad de llevar a cabo un proceso de licitación, previo acuerdo de las partes, si los lineamientos técnicos que establezca la Secretaría de Energía solicitando la opinión de PEMEX en su elaboración y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que determine la SHCP son aceptables para las partes. Una vez que las partes en los contratos lleguen a un acuerdo, los CIEP o los COPF originales serán sustituidos por Contratos para la Exploración y Extracción nuevos sin la necesidad de un proceso de licitación. Si las partes no llegan a un acuerdo sobre los lineamientos técnicos y los términos contractuales y fiscales propuestos, los CIEP y los COPF continuarán vigentes y sin modificaciones.

El 19 de diciembre de 2014, PEP y sus contrapartes solicitaron a la Secretaría de Energía migrar los CIEP de los bloques Santuario, Magallanes, Altamira, Arenque, Ébano, Miquetla y Pánuco, y los COPF de los bloques Misión y Olmos a los nuevos Contratos para la Exploración y Extracción. El 24 de noviembre de 2015 y el 1 de diciembre de 2015, respectivamente, las partes de los CIEP de los bloques Nejo y San Andrés solicitaron su migración a los Contratos para la Exploración y Extracción. Como parte del proceso de migración, la Secretaría de Energía, la SHCP y la CNH solicitaron información más amplia sobre los términos técnicos y fiscales propuestos para los nuevos contratos. El 7 de diciembre de 2015 y el 29 de enero de 2016, respectivamente, las partes de los bloques Altamira y San Andrés retiraron su solicitud de migración. Se tiene la intención de migrar el CIEP correspondiente al bloque Santuario en la región Sur de México y el COPF correspondiente al bloque Misión del activo Burgos de la región Norte a los Contratos para la Exploración y Extracción en el primer semestre de 2016. A la fecha del Reporte Anual, la Secretaría de Energía, PEP y la SHCP no han llegado a un acuerdo sobre esos términos y, por lo tanto, ninguno de los CIEP o COPF ha sido migrado.

Entre los trabajos de los COPF realizados durante 2015, se perforaron dos pozos en el proyecto Burgos, lo que representa aproximadamente 5.4% de los pozos perforados en ese proyecto. También en 2015, los pozos completados, consisten en dos pozos de desarrollo y ningún pozo exploratorio. Uno de estos pozos completados fue productor. Los trabajos llevados a cabo en 2015 representan una inversión de aproximadamente EUA\$6.6 millones. Para fines de 2015, la producción de gas natural en el bloque de los COPF alcanzaron 155.7 MMpcd, que representan aproximadamente 15.4% de toda la producción de gas natural de Burgos en 2015.

Durante 2015, los contratistas gastaron aproximadamente EUA\$949.0 millones con relación a los CIEP. Para finales de 2015, la producción existente de los bloques integrales de Exploración y Producción alcanzó 56.8 Mbd de petróleo crudo y 253.4 MMpcd de gas natural, para un total de 107.5 Mbdpc.

Colaboración y otros convenios

PEP ha celebrado convenios científicos y tecnológicos no comerciales con las partes que se mencionan a continuación, los cuales a la fecha del Reporte Anual continúan vigentes:

- Petrobank Energy and Resources, Ltd., Seabird Exploration Americas, Inc. y Total Cooperation Technique Mexique, S.A.S. durante 2011;
- BP Exploration Operating Co. Ltd. durante 2012;
- Statoil Mexico A.S., ExxonMobil Ventures Mexico Ltd., Japan Oil Gas and Metals National Corporation, Chevron Deepwater Mexico Inc., BG North America LLC, Itera Group LLC, Ecopetrol S.A. (este Memorando de entendimiento y cooperación fue firmado con PR y PGPB), y Aerojet Rocketdyne, Inc. durante 2013; y
- Bridas Corporation, Hunt Oil Company, McCombs Family Partners, Ltd., BP Exploration Operating Co. Ltd., Evercore Energy Group, Pluspetrol, GALP (este Memorando de entendimiento fue firmado con PGPB y la Emisora), BHP Billiton, Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (este Memorando de entendimiento fue firmado con PGPB y la Emisora) y ONGC durante 2014.

PEP no suscribió convenios de colaboración en 2015.

Por medio de estos convenios, PEP busca incrementar su conocimiento tecnológico y científico en diversas áreas, incluyendo: exploración y perforación sísmica sub-salina en aguas profundas, procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos como la inyección de aire y caracterización de estructuras complejas. Estos convenios de colaboración científica y tecnológica son de carácter estrictamente no comercial, lo que implica, entre otros aspectos, que no existe transferencia de recursos, y no establece ninguna relación comercial entre las partes.

(ii) Perforación y Servicios

El nuevo segmento de perforación y servicios opera a través de la Entidad Subsidiaria PPS, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de agosto de 2015. PPS asumió las funciones de lo que era la unidad de negocios de perforación de PEP, y recibió los equipos y contratos de esta última.

Este segmento presta servicios de perforación, terminación, reparación y servicios a pozos en campos terrestres y costa afuera. Actualmente su principal cliente es PEP; también y busca brindar estos servicios a terceros en el mercado nacional y participar en alianzas y otros proyectos para incrementar su actividad con compañías del sector privado.

Como se mencionó anteriormente, para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, los resultados con relación al segmento de perforación y servicios se presentan junto con el segmento de exploración y producción. Se han sintetizado algunos de estos resultados a continuación. Ver 2)b)A.(i).— *“Exploración y producción” - “Exploración y servicios”*. Los resultados de operación para este segmento se presentarán en forma separada para los periodos que inician el 1 de enero de 2016. Para mayor información de la reorganización corporativa y los nuevos segmentos de operación Ver 2)a).— *“Historia y desarrollo” - “Reorganización corporativa”*. Para la descripción detallada de los resultados financieros de cada segmento, Ver los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 que se incluyen en el Reporte Anual.

Durante 2015, PPS perforó 138 pozos (74 terrestres y 64 marinos), terminaron 138 pozos (70 terrestres y 38 marinos) y realizaron 863 reparaciones a pozos (731 terrestres y 132 marinas). Para realizar esas intervenciones, se operaron un promedio de 101 equipos de perforación y reparación de pozos (50 terrestres y 51 marinos). Por otra parte, en 2015 se realizaron 35,086 servicios a pozos, de los cuales el 52.6% correspondió a trabajos con línea de acero, 25.5% a cementaciones, 19.1% a registros y disparos y 2.8% fueron operaciones con tubería flexible.

Ante la situación actual de la industria, en 2016 la cantidad de intervenciones a pozos podría reducirse alrededor de 44.5% respecto a 2015. Durante el año 2016 se espera operar un promedio de 50 equipos (25 terrestres y 25 marinos), lo que representa una reducción de 50.5% respecto a 2015. El promedio de equipos propios operando durante el año 2016 se espera sea de 31 equipos (25 terrestres y 6 marinos), lo que representa una reducción de 52.3% respecto a 2015. Al cierre de 2016 se espera estén operando 27 equipos en total (10 terrestres y 17 marinos), lo que representa una disminución del 73.3% respecto al cierre de 2015, aunque se prevé una recuperación parcial del nivel de actividad para el año 2017.

Como parte del programa de modernización de la infraestructura de equipos de perforación, en 2016 se recibirán dos equipos marinos de perforación tipo modular que están en construcción. Estos equipos fueron contratados mediante el esquema de arrendamiento financiero con opción a compra, con pagos mensuales a diez años. Adicionalmente se recibirán dos equipos de perforación terrestre de 3,000 caballos de fuerza. La inversión requerida en 2016 para el pago de estos equipos será de EUA\$360.3 millones.

Inversiones

El segmento de perforación y servicios invirtió \$1,564 millones en 2015, que fueron asignados entre los siguientes proyectos: \$723.0 millones para la adquisición de dos equipos modulares de perforación, \$553.0 millones para la adquisición de dos plataformas auto elevables; y \$288.0 millones para la adquisición de nueve equipos de perforación terrestres.

El presupuesto de inversión para el segmento de perforación y servicios en 2016 incluye \$1,663.0 millones asignados entre los siguientes proyectos: \$714.0 millones para la adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos, \$482.0 millones para la adquisición de dos plataformas auto elevables, \$227.0 millones para la adquisición de nueve equipos de perforación terrestres, \$162.0 millones para la adquisición de equipos de perforación y reparación de pozos; y \$78.0 millones para la adquisición de dos equipos modulares de perforación.

(iii) Refinación

Procesos y capacidad de refinación

Los procesos de producción del segmento de refinación son los siguientes:

- **Destilación atmosférica.**– El petróleo crudo se somete a calentamiento y posteriormente es alimentado a una columna de destilación, que opera a presión atmosférica, en donde se separan los productos refinados. Los productos primarios producidos son gasolina, querosenos, turbosina, diesel, gasóleos y residuos pesados.
- **Destilación al vacío.**– Los residuos obtenidos de la destilación atmosférica se alimentan a una columna de destilación al vacío, la cual opera a una presión de vacío, para evitar la desintegración térmica de los compuestos. Este proceso maximiza la producción de destilados como el gasóleo ligero y pesado de vacío, a partir de las fracciones residuales de la destilación del petróleo crudo.
- **Desintegración catalítica y térmica.**– Los procesos de desintegración térmica generan productos ligeros o de menor peso molecular a partir del rompimiento de estructuras complejas de los gasóleos de vacío por efecto de altas temperaturas. Los procesos de desintegración catalítica por su parte, emplean catalizadores y temperaturas moderadas para promover reacciones selectivas de descomposición de grandes moléculas en compuestos de alto valor, como gasolinas o gases como los butilenos.
- **Reducción de viscosidad.**– Proceso de desintegración térmica que utiliza un calentador horizontal a una temperatura alta. El objetivo del proceso es reducir la viscosidad de la carga en el punto de ignición y producir además gasóleos pesados.
- **Reformación de naftas.**– Es un proceso catalítico que transforma las gasolinas primarias (parafinas y los naftenos de bajo octano) en hidrocarburos cíclicos de mayor octanaje. Los productos principales son gasolina de alto octano e hidrógeno que se utiliza como carga en los procesos de hidrogenación o hidrotratamiento.
- **Hidrotratamiento o Hidrodesintegración de residuales.**– Este proceso utiliza un catalizador e hidrógeno para remover los contaminantes presentes en las diferentes fracciones derivadas de

la destilación del petróleo crudo, por ejemplo, remoción de azufre, nitrógeno y oxígeno. En el caso de la hidrodesintegración de residuales, además se propicia su rompimiento en moléculas de menor tamaño. Los nuevos procesos incluyen además la saturación de compuestos aromáticos.

- **Alquilación e Isomerización.**– El proceso de alquilación promueve la reacción de los butilenos y el isobutano, en presencia de un catalizador líquido de ácido fluorhídrico, para producir compuestos de alto octano útiles en la formulación de gasolinas. El proceso de isomerización emplea catalizadores de metales nobles para modificar la estructura química de los pentanos y hexanos con lo que se mejora el octano de estos compuestos.
- **Coquización.**– Se basa en un proceso de desintegración térmica, para mejorar y convertir los residuos del fondo de barril en corrientes de productos líquidos y gaseosos (gas seco, butano, nafta estabilizada y gasóleo ligero y pesado), generando un material sólido concentrado denominado coque del petróleo.

Estos procesos de producción constituyen conjuntamente la capacidad de refinación, como se muestra en el cuadro siguiente:

Capacidad de Refinación por Proceso de Producción

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2011	2012	2013	2014	2015
	(en Mbd)				
Proceso de Producción					
Destilación atmosférica de crudo.....	1,690.0	1,690.0	1,690.0	1,602.0	1,640.0
Destilación al vacío.....	832.0	832.0	832.0	767.5	772.4
Desintegración catalítica y térmica	422.5	422.5	422.5	422.5	422.5
Reducción de viscosidad	91.0	91.0	91.0	91.0	91.0
Reformación de naftas.....	279.3	279.3	279.3	279.3	279.3
Hidrotratamiento	1,067.5	1,067.5	1,067.5	1,067.5	1,099.9
Alquilación e isomerización	141.9	155.3	155.3	154.3	154.7
Coquización.....	155.8	155.8	155.8	155.8	155.8

Fuente: Base de Datos Institucional (PEMEX BDI).

En 2015, se operaron seis refinerías: Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula. Las refinerías se componen de unidades de destilación atmosférica y de vacío, en las que se procesa la mayoría del petróleo crudo. Las instalaciones de procesos secundarios incluyen unidades de desulfurización e instalaciones de desintegración catalítica, reformación e hidrotratamiento. Durante 2015, las refinerías procesaron 1,065 Mbd de petróleo crudo (159 Mbd en Cadereyta, 129 Mbd en Madero, 152 Mbd en Minatitlán, 149 Mbd en Salamanca, 240 Mbd en Salina Cruz y 236 Mbd en Tula), de los cuales 581 Mbd fueron de petróleo crudo Olmeca e Istmo y 484 Mbd correspondieron a petróleo crudo tipo Maya.

Desde 1993 PEMEX participa, a través de la compañía subsidiaria P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., en una refinería situada en Deer Park, Texas, E.U.A., en asociación con Shell Oil Company, la cual tiene la capacidad de procesar 340 Mbd de petróleo crudo. Bajo el contrato de asociación P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. y Shell Oil Company proporcionan, cada una, el 50% del petróleo crudo que entra como insumo a la refinería y son dueños del 50% de la producción de la refinería. Este contrato tiene como objeto específico la operación de la refinería de Deer Park.

Producción

PR produce una amplia gama de productos derivados del petróleo crudo y del gas natural, entre los que se incluyen gas licuado del petróleo, gasolina, turbosina, diesel, combustóleo, asfaltos, lubricantes y otros productos refinados. PR produjo 1,114 Mbd de productos refinados en 2015 (incluyendo el gas seco, subproducto del proceso de refinación), un decremento de 7.6% en comparación con el nivel de 2014 de 1,206 Mbd. El decremento en la producción de productos refinados se debió principalmente a un menor proceso de crudo y a problemas operativos en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación.

La siguiente tabla muestra, por categoría, la producción del segmento de refinación de productos petrolíferos del 2011 al 2015:

Producción de Refinación						
Ejercicio que terminó el 31 de diciembre						2015 vs. 2014 (%)
	2011	2012	2013 (en Mbd)	2014	2015	
Proceso de Petróleo Crudo						
Total	1,166.6	1,199.3	1,224.1	1,155.1	1,064.5	(7.8)
Productos refinados						
Gas licuado	21.4	25.2	25.2	26.4	21.4	(18.9)
Gasolinas						
Pemex Magna.....	324.2	336.8	360.5	290.9	272.5	(6.3)
Magna ultra bajo azufre	61.7	61.5	56.7	99.1	88.4	(10.8)
Pemex Premium ⁽¹⁾	13.7	19.7	19.8	30.8	16.8	(45.5)
Base	0.7	—	0.2	0.8	3.6	350.0
Total	400.3	418.1	437.3	421.6	381.4	(9.5)
Querosenos (Turbosina).....	56.3	56.6	60.8	53.4	47.8	(10.5)
Diesel						
Pemex Diesel ⁽²⁾	193.6	225.9	217.7	186.9	191.5	2.5
Diesel ultra bajo azufre	80.1	72.6	92.1	97.8	83.0	(15.2)
Otros	0.1	1.0	3.7	1.9	0.2	(89.5)
Total	273.8	299.6	313.4	286.6	274.7	(4.2)
Combustóleo	307.5	273.4	268.8	259.2	237.4	(8.4)
Otros productos						
Asfaltos	26.1	23.1	18.7	23.9	17.7	(25.9)
Lubricantes	3.7	3.9	4.4	3.7	2.3	(37.8)
Parafinas	0.7	0.8	0.7	0.6	0.5	(16.7)
Gas seco	62.6	67.8	70.7	63.9	62.2	(2.7)
Otros productos refinados ⁽³⁾	37.9	57.3	75.7	66.7	68.9	3.3
Total	131.0	152.9	170.2	158.8	151.6	(4.5)
Total de productos refinados	<u>1,190.2</u>	<u>1,225.9</u>	<u>1,275.8</u>	<u>1,206.1</u>	<u>1,114.3</u>	(7.6)

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

(1) Pemex Premium es de ultra bajo azufre con un contenido de 0.003% de azufre.

(2) Pemex Diesel que se comercializa en la zona fronteriza del Norte de México, tiene un contenido de 0.0015% de azufre.

(3) Incluye principalmente coque y otros productos tales como aeroflex 1-2, extracto furfural, así como aceite cíclico ligero.

Fuente: PEMEX BDI.

El combustóleo, las gasolinas automotrices y el diesel representaron la mayor parte de la producción de refinación. En 2015, las gasolinas representaron el 34.2%, el diesel el 24.6% y el combustóleo el 21.3% de la producción total de petrolíferos. La turbosina representó el 4.3% y el gas licuado de petróleo el 1.9% de la producción total. El resto, 13.7% de la producción de refinación consistió en una variedad de otros productos refinados.

Como resultado de la estrategia de invertir en tecnología para mejorar la calidad de los combustibles, toda la producción de gasolinas automotrices de refinación es ahora sin plomo. Además, se están introduciendo nuevos productos para mejorar la calidad del medio ambiente, tales como gasolinas y diesel de ultra bajo azufre. También se promociona el gas licuado de petróleo como un sustituto de la gasolina en los vehículos motorizados, ya que es menos dañino para el ambiente.

Ventas en el país

PEMEX comercializa una gama completa de productos refinados, incluyendo gasolina, turbosina, diesel, combustóleo y productos petroquímicos. PEMEX es uno de los pocos productores importantes de petróleo crudo en el mundo que enfrenta una demanda nacional significativa de sus productos refinados.

En el periodo de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2015, el valor de las ventas en México de productos refinados y petroquímicos fue el siguiente:

Valor de las Ventas en el País⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015
	2011	2012	2013	2014	2015	vs. 2014
Productos refinados	(en millones de pesos)⁽²⁾					(%)
Gasolinas						
Pemex Magna	\$300,936.8	\$326,187.2	\$340,750.7	\$347,952.4	\$274,006.9	(21.3)
Pemex Premium.....	27,520.1	42,486.0	63,723.1	80,058.9	81,813.5	2.2
Gasaviones	353.4	396.2	370.8	358.1	323.7	(9.6)
Otras	59.9	95.6	43.4	29.5	16.1	(45.4)
Total	328,870.2	369,165.1	404,887.9	428,398.8	356,160.2	(16.9)
Querosenos						
Turbosina	31,560.2	36,336.5	35,417.9	36,449.3	27,077.2	(25.7)
Otros	215.9	224.0	275.4	432.5	588.3	36.0
Total	31,776.1	36,560.5	35,693.3	36,881.8	27,665.5	(25.0)
Diesel						
Pemex Diesel	142,559.8	163,113.6	178,929.4	194,545.6	139,796.2	(28.1)
Otros	23,681.4	30,609.0	32,542.0	31,156.7	22,930.4	(26.4)
Total	166,241.2	193,722.6	211,471.4	225,702.4	162,726.7	(27.9)
Combustóleo						
Total	80,265.5	99,839.9	78,001.8	46,838.3	25,906.0	(44.7)
Otros productos						
Asfaltos	10,539.1	11,165.0	7,865.4	10,788.0	7,575.5	(29.8)
Lubricantes	3,153.8	3,097.7	2,991.2	2,618.9	1,297.5	(50.5)
Parafinas	304.2	377.1	339.4	319.2	257.9	(19.2)
Coque	104.5	346.3	473.4	763.3	669.5	(12.3)
Total	\$ 14,101.6	\$ 14,986.1	\$ 11,669.4	\$ 14,489.4	\$ 9,800.4	(32.4)
Total refinados	<u>\$621,254.5</u>	<u>\$714,274.2</u>	<u>\$741,723.8</u>	<u>\$ 752,310.8</u>	<u>\$582,258.9</u>	(22.6)
Petroquímicos⁽³⁾	\$ 4,424.3	\$ 6,544.9	\$ 6,957.7	\$ 7,669.1	\$ 3,965.2	(48.3)

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

(1) Excluye el IEPS y el IVA. Ver 2)b)E. —“Situación tributaria”.

(2) Las cifras se presentan en pesos nominales.

(3) Estos son productos petroquímicos producidos por las refinerías operadas por el segmento de refinación.

Fuente: PEMEX BDI.

Los mayores consumidores de combustibles en México son la CFE y las Entidades Subsidiarias. La CFE consumió aproximadamente el 88.6% de las ventas de combustóleo durante 2015, en cumplimiento con un contrato de suministro de combustóleo celebrado en noviembre de 1995 y modificado a partir del 1 de enero de 2005. De conformidad con esta modificación, la cantidad mínima de combustóleo que PEMEX acordó suministrarle a la CFE durante 2015 fue de 55,500 Mbd de combustóleo, de acuerdo con la capacidad de suministro y los requerimientos de la CFE bajo su programa de sustitución de combustóleo por gas natural. El precio por metro cúbico de combustóleo suministrado a la CFE se basa en el promedio de tres meses del precio spot por metro cúbico del combustóleo No. 6 (3% de azufre) en Houston, Texas, que se cotiza en el estudio de mercado de Platt en los Estados Unidos, ajustado por los diferenciales de calidad y costos de transporte. Además, el precio del combustóleo tiene un descuento, por margen comercial, sobre cada metro cúbico de combustóleo. En 2015, este descuento por volumen representó aproximadamente el 0.8% de las ventas totales de combustóleo a la CFE. El contrato puede darse por terminado por cualquiera de las partes mediante un aviso anticipado de seis meses. En 2015, la cantidad total pagada por CFE conforme a este contrato fue de \$23,149 millones y representó el 4.0% de sus ingresos totales por ventas de productos refinados en México.

En 2015 el valor de las ventas de refinados en el país disminuyó en 22.6%, \$170,052 millones, respecto a 2014. Este decremento es consecuencia principalmente de una disminución del 44.7% en las ventas de combustóleo, 16.9% en las ventas de gasolina y 27.9% en las ventas de diesel. Todo ello, básicamente por menores precios en 2015, en alrededor de 22.0%.

El volumen de las ventas nacionales de productos refinados para el periodo de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2015, se distribuyó de la siguiente manera:

Volumen de Ventas en el País						
	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015
	2011	2012	2013	2014	2015	vs. 2014
	(en Mbd, excepto donde se indique en otras unidades)					(%)
Productos refinados						
Gasolinas						
Pemex Magna.....	738.6	715.3	667.6	639.1	638.0	(0.2)
Pemex Premium	60.5	87.7	119.2	137.1	154.8	12.9
Gasaviones	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	25.0
Otras	<u>0.1</u>	<u>0.2</u>	<u>0.1</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Total.....	799.7	803.7	787.3	776.7	793.3	2.1
Querosenos						
Turbosina.....	56.1	59.3	62.2	66.5	70.8	6.5
Otros	<u>0.6</u>	<u>0.6</u>	<u>0.7</u>	<u>0.9</u>	<u>1.2</u>	33.3
Total.....	56.8	59.9	62.9	67.5	72.0	6.7
Diesel						
Pemex Diesel.....	330.6	339.4	333.2	336.4	330.6	(1.7)
Otros	<u>52.9</u>	<u>61.1</u>	<u>58.5</u>	<u>53.0</u>	<u>54.2</u>	2.3
Total.....	383.6	400.5	391.7	389.4	384.7	(1.2)
Combustóleo						
Total.....	200.6	214.4	189.3	121.7	111.7	(8.2)
Otros productos refinados						
Asfaltos.....	24.6	22.3	17.3	21.7	15.9	(26.7)
Lubricantes	4.2	4.1	4.7	4.0	2.6	(35.0)
Parafinas	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	—
Coque.....	<u>31.0</u>	<u>49.8</u>	<u>47.8</u>	<u>46.0</u>	<u>45.9</u>	(0.2)
Total.....	<u>60.6</u>	<u>77.1</u>	<u>70.6</u>	<u>72.3</u>	<u>65.0</u>	(10.1)
Total productos refinados.....	<u>1,501.2</u>	<u>1,555.5</u>	<u>1,501.8</u>	<u>1,427.6</u>	<u>1,426.7</u>	(0.1)
Petroquímicos⁽¹⁾	292.0	656.3	743.4	708.7	622.9	(12.1)

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

(1) En Mtm. Únicamente productos petroquímicos producidos por el segmento de refinación.

Fuente: PEMEX BDI.

En términos volumétricos, las ventas de gasolinas en 2015 aumentaron 2.1% en comparación con los niveles de 2014, pasando de 776.7 Mbd en 2014 a 793.3 Mbd en 2015. El volumen de ventas nacionales de diesel disminuyó 1.2%, al pasar de 389.4 Mbd en 2014 a 384.7 Mbd en 2015. Por su parte el volumen de ventas nacionales de combustóleo disminuyó 8.2%, al pasar de 121.7 Mbd en 2014 a 111.7 Mbd en 2015, debido principalmente a un menor requerimiento por parte de la CFE basada en la sustitución de combustóleo por gas natural.

Desde 1998 las estaciones de servicio ofrecen gasolina sin plomo, grado regular y premium a lo largo de todo el país. Desde octubre de 2006, toda la gasolina Pemex Premium que se comercializa es de ultra bajo azufre con un contenido de 0.003% de azufre. A partir de enero de 2007, el diesel que se comercializa en la zona fronteriza norte tiene un contenido de azufre de 0.0015%. PEMEX lleva a cabo acciones permanentes para crear y fortalecer sus marcas. El 100% de las estaciones de servicio independientes en México participan en el programa de franquicias que proporciona ayuda financiera para mejorar equipo e instalaciones así como asistencia técnica en el desarrollo de los programas de comercialización y atención al cliente. Al 31 de diciembre de 2015 había 11,210 estaciones de servicio en México, 3.5% más que las 10,830 existentes al 31 de diciembre de 2014. Del total de estaciones de servicio, 11,163 son privadas y operan como franquicias. Las 47 restantes son propiedad de Pemex TRI. Como resultado de la reciente reforma energética, a partir de abril de 2016, el Gobierno Federal, a través de las autorizaciones respectivas, permite a las empresas privadas importar gasolina. Las franquicias propiedad de terceros, en particular, pueden optar por importar gasolina desde el exterior en lugar de depender exclusivamente del combustible de PEMEX, lo que reducirá el volumen de sus ventas de gasolinas en el país. Ver 2)a).— “Historia y Desarrollo de la Emisora” – “Decreto de la Reforma Energética”.

Decretos de precios

Gasolina

La reciente reforma energética establece la liberalización del precio de la gasolina a partir de enero de 2018. En ese momento, los subsidios serán eliminados por completo o dirigidos a grupos específicos de bajos ingresos. Las ventas de PEMEX seguirán siendo reguladas por la CRE hasta que la COFECE determine que existe una competencia efectiva en este mercado.

Históricamente, el Gobierno Federal ha establecido incrementos periódicos a los precios de las gasolinas. Del 5 de enero al 31 de diciembre de 2013 los incrementos fueron de 11 centavos por litro por mes. Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 los incrementos se dieron en un rango de nueve a once centavos por litro por mes. El 1 de enero de 2014 se estableció el IEPS a los combustibles fósiles, aprobado bajo la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, que incrementó el precio en diez centavos por litro por única vez. *Ver 2)b)E.—“Legislación aplicable y situación tributaria”.* Para el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015, el Gobierno Federal ha eliminado los incrementos de precios periódicos para establecer un único incremento en un rango de 26 centavos por litro para la gasolina magna y de 27 centavos por litro para la gasolina premium. A partir del 1 de enero de 2016, se empezaron a determinar de acuerdo con un rango establecido en adición a una cuota complementaria. *Ver 2)b)E.—“Legislación aplicable y situación tributaria”.*

A partir del 1 de enero de 2016, el Gobierno Federal estableció un mecanismo para determinar los precios al público de acuerdo a precios del mercado internacional, sujeto a bandas de precios con valores mínimo y máximo y un IEPS fijo con una cuota complementaria. El decremento registrado del 1 de enero al 31 de marzo comparado con 2015 se mantiene en un rango de 41 a 43 centavos de pesos por litro.

Diesel

El Gobierno Federal ha establecido incrementos periódicos en el precio del diesel. Del 5 de enero al 31 de diciembre de 2013 los incrementos continuaron en 11 centavos por litro por mes. El 1 de enero de 2014 se estableció el IEPS a los combustibles fósiles que incrementó el precio en 13 centavos por litro por única vez. Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014, el incremento continuó en 11 centavos por litro por mes. Para el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015, el Gobierno Federal eliminó los incrementos de precios periódicos para establecer un único incremento en un rango de 26 centavos por litro. El Gobierno Federal no estableció incrementos periódicos para 2016.

A partir del 1 de enero de 2016, el Gobierno Federal estableció un mecanismo para determinar los precios al público de acuerdo a precios del mercado internacional, sujeto a bandas de precios con valores mínimo y máximo y un IEPS fijo con una cuota complementaria. El decremento registrado del 1 de enero al 31 de marzo comparado con 2015 es de 43 centavos de pesos por litro.

Gasóleo Doméstico

El Gobierno Federal también ha establecido un descuento del 30% en el precio al cual PEMEX vende el gasóleo doméstico (antes llamado petróleo diáfano) en el estado de Chihuahua durante los meses de enero, febrero y diciembre de cada año. Este descuento ha estado vigente desde el principio de los años ochenta. El 1 de enero de 2014 se incrementó el precio en 10.857 centavos de pesos por litro, por única vez, en cumplimiento a lo establecido en la Ley del Impuesto Especial sobre Productos y Servicios referente a las cuotas aplicables a los combustibles fósiles.

A partir del 1 de enero de 2015, se incrementó el precio en 11.307 centavos de pesos por litro, por única vez. A partir del 1 de enero de 2016, se incrementó el precio en 11.558 centavos de pesos por litro, por única vez.

Combustóleo

Desde diciembre de 2008, el precio al cual PEMEX vende el combustóleo a la CFE ha sido referenciado al precio internacional de mercado de acuerdo con una nueva metodología de precios establecida por el Gobierno Federal. Esta metodología está basada sobre el precio del combustóleo en la

costa de Estados Unidos correspondiente al Golfo de México y considera ajustes por calidad en las especificaciones y gastos relacionados a la distribución.

El 1 de enero de 2015, el IEPS a los combustibles fósiles fue de 14.00 centavos de pesos por litro. A partir del 1 de enero de 2016, el valor de la cuota es de 14.31 centavos de pesos por litro.

El Gobierno Federal puede modificar el control de precios o imponer controles de precios adicionales en el futuro. Ver 1)c).— *"Factores de riesgo – El Gobierno Federal ha impuesto controles de precios a los productos en el mercado interno"*.

Inversiones

En los últimos años, el segmento de refinación enfocó su programa de inversiones a mejorar la calidad de las gasolinas y el diesel para cumplir con las nuevas normas ambientales de México, mejorando su capacidad de procesar petróleo crudo pesado, a fin de optimizar la mezcla de petróleo crudo en las refinerías, y aumentar la producción de gasolina sin plomo y diesel para abastecer la creciente demanda de combustibles a un bajo costo, en lugar de crecer su capacidad de procesamiento general de petróleo crudo. Esto es resultado principalmente de la abundancia de petróleo crudo pesado en México. Adicionalmente, debido a la reducida disponibilidad de petróleo crudo pesado en los mercados de exportación, el bajo costo de las materias primas en México lleva a tener mayores márgenes de ganancia con el petróleo crudo pesado de exportación.

A mediano plazo, PEMEX continuará importando gasolina sin plomo a fin de satisfacer la demanda nacional. Durante 2015, se importaron aproximadamente 427.1 Mbd de gasolina sin plomo, lo que representó aproximadamente el 53.8% de la demanda nacional total de gasolina sin plomo de ese año. En 2015 se invirtió \$29,646 millones. Del total invertido, se asignó \$9,045 millones al proyecto calidad de combustibles incluyendo: \$4,415 millones a la fase gasolina y \$4,630 millones a la fase diesel, \$913 millones a la conversión de residuales de la refinería de Salamanca, \$4,674 millones a la reconfiguración de la refinería de Tula, \$561 millones a la nueva refinería en Tula, \$100 millones al poliducto Tuxpan y a terminales de almacenamiento y distribución y, \$14,353 millones a otros proyectos. Los apartados que se mencionan a continuación se describen cada uno de estos proyectos.

El 8 de diciembre de 2015, el Presidente Enrique Peña Nieto anunció los planes de inversión que realizará la Emisora en los próximos tres años. Estos proyectos, los cuales incluirán algunas inversiones del sector privado, tienen como objetivo reducir las emisiones de gas efecto invernadero mediante la promoción de combustibles más limpios y para incrementar la capacidad de procesamiento de petróleo crudo. Algunos de estos proyectos, como el proyecto de calidad de los combustibles, la reconfiguración de la refinería en Tula y la reconfiguración de la refinería en Salamanca son parte de los proyectos que ya se estaban desarrollando.

Proyecto de calidad de combustibles.

Este proyecto se está desarrollando en las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación. La primera fase incluye la instalación de ocho unidades para el post-tratamiento de gasolinas de ultra bajo azufre, las capacidades por refinería se muestran en la siguiente tabla. Para su ejecución, el proyecto fue dividido en tres grupos, grupo 1: Tula avance global 96.4% y Salamanca avance global 97.0%, cuya construcción y puesta en operación se estima concluir en el segundo trimestre del 2016; grupo 2: Cadereyta y Madero, ambos con un avance global de 100%; grupo 3: Minatitlán, con un avance global de 100%, terminó su construcción e inició operaciones en octubre de 2015, pero fueron interrumpidas por falta de combustible, y Salina Cruz, con un avance global de 96.4%, cuya construcción se espera concluir en el segundo trimestre de 2016.

	<u>Cadereyta</u>	<u>Madero</u>	<u>Minatitlán</u>	<u>Salamanca</u>	<u>Salina Cruz</u>	<u>Tula</u>
Unidades GUBA (Mbd)	1 (42)	2 (20)	1 (25)	1 (25)	2 (25)	1 (30)

Fuente: Pemex TRI.

GUBA: gasolina de ultra bajo azufre.

Adicionalmente a las unidades de post-tratamiento de gasolina de ultra bajo azufre, para la fase uno del proyecto calidad de combustibles se han suscrito los siguientes contratos: tanques para las refinerías de

Tula, Salamanca y Salina Cruz; laboratorios para las refinerías de Tula, Salamanca, Salina Cruz, Minatitlán y Madero; gasolinas parásitas en las refinerías de Tula y Salamanca; una estación de condensación de vapor en la refinería de Salamanca; el turbogenerador TG-204 de la refinería de Cadereyta y el turbogenerador TG-8 de la refinería de Madero; y un Sistema Integral de Mezcla en Línea Optimizado Automático (SIMLOA) en las refinerías de Tula and Cadereyta. A la fecha del Reporte Anual, el avance real de las obras antes mencionadas en cada una de las refinerías es: 71.7% en la refinería de Tula, 71.8% en la refinería de Salamanca, 95.3% en la refinería de Salina Cruz, 100% en la refinería de Minatitlán, 75.6% en la refinería de Cadereyta y 95.8% en la refinería de Madero.

La segunda fase del proyecto de calidad de combustibles considera la instalación de cinco unidades diesel ultra bajo azufre y la reconfiguración de 17 unidades existentes, así como la instalación de cinco unidades productoras de hidrógeno, cuatro unidades recuperadoras de azufre, y cinco unidades tratadoras de aguas amargas. Para su ejecución esta fase se ha dividido en dos etapas: (1) etapa diesel Cadereyta y (2) etapa diesel para las cinco refinerías restantes. El diseño de ingeniería de la etapa diesel Cadereyta terminó en 2010 y el tercer experto independiente presentó su informe final en febrero de 2012. La construcción inició en marzo de 2013 y se estima terminarla en el cuarto trimestre de 2017. A la fecha del Reporte Anual, la construcción tiene un avance del 49.1%. El diseño de ingeniería de la etapa diesel para las cinco refinerías restantes concluyó en diciembre de 2013 y la construcción inició en enero de 2016 y se estima concluirla en diciembre de 2018. Hasta que la construcción de las plantas se termine, se planea importar de combustibles de ultra bajo azufre para satisfacer la demanda interna.

La estrategia de ejecución de la etapa diesel para las cinco refinerías restantes es bajo la metodología Libro Abierto (*Open Book Cost Estimation* o OBCE), la cual se define en dos fases: (1) la ejecución de servicios de ingeniería de detalle y la procura temprana (órdenes de compra) de equipo que requiere un tiempo de entrega significativo, la cual fue concluida con la firma del contrato de fecha 17 de diciembre de 2015; y (2) la ejecución de trabajos complementarios detallados de ingeniería procura y construcción, la cual comenzó en enero 2016, y se estima concluir en 2018.

Durante 2015, fueron asignados los siguientes contratos como parte de la segunda fase del proyecto de calidad de combustibles para la etapa diesel:

Contratistas y plantas	Fecha de contratación	Contrato original (millones de dólares)	Fecha de arranque	Fecha estimada de terminación
Diesel Madero: ICA Fluor S. de R. L. de C. V.: Para la construcción de 2 plantas hidrodesulfuradoras, una planta H2, una planta de azufre, una planta de aguas amargas y modernización de una planta hidrodesulfuradora.	Diciembre 2015	EUA \$737	Enero 2016	Diciembre 2018
Diesel Minatitlán: TREUNIDAS México Ingeniería y Construcción S. de R. L. de C.V.: Para la construcción de una planta hidrodesulfuradora, una planta H2, una planta de azufre y para la modernización de una planta hidrodesulfuradora.	Diciembre 2015	EUA \$567	Enero 2016	Diciembre 2018
Diesel Salamanca: Samsung Ingeniería Diesel Ultra Bajo Azufre S.A. de C.V.: Para la construcción de planta hidrodesulfuradora, una planta de aguas amargas y para la modernización de 3 plantas hidrodesulfuradoras.	Diciembre 2015	EUA \$359	Enero 2016	Octubre 2018
Diesel Salina Cruz: Northam Engineering S.A. de C.V.: Para la construcción de una planta H2, una planta de azufre, una planta de aguas amargas y para la modernización de 4 plantas hidrodesulfuradoras.	Diciembre 2015	EUA \$583	Enero 2016	Noviembre 2018
Diesel Tula: AVANZIA Instalaciones S.A de C.V.: Para la construcción de una planta H2, una planta de aguas amargas y para la modernización de cinco plantas hidrodesulfuradoras.	Diciembre 2015	EUA \$560	Enero 2016	Marzo 2018

La siguiente tabla muestra, por refinería, el número de nuevas plantas, así como unidades reconfiguradas en la etapa diesel del proyecto de calidad de combustibles:

Unidades nuevas y modernizaciones en el proyecto de calidad de combustibles

Plantas procesadoras	Refinerías						Total
	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salina Cruz	Tula	
Nuevas unidades de pos tratamiento de gasolinas.....	1	2	1	1	2	1	8
Plantas nuevas de diesel.....	1	2	1	1	—	—	5
Modernización unidades de diesel...	3	1	1	3	4	5	17
Plantas nuevas de hidrógeno.....	1	1	1	—	1	1	5
Plantas nuevas de azufre.....	1	1	1	—	1	—	4
Plantas nuevas de aguas amargas..	1	1	—	1	1	1	5

Fuente: Pemex TRI.

Reconfiguración de la refinería Miguel Hidalgo en Tula

El 12 de agosto de 2009, PEMEX anunció la construcción de una nueva refinería en Tula de Allende, Hidalgo, en los terrenos donados por el gobierno del estado de Hidalgo. La nueva refinería fue planeada para tener una capacidad de procesamiento de 250 Mbd de 100% de crudo Maya, lo que combinado con el procesamiento de 76 Mbd de residuo de vacío generado en la refinería Miguel Hidalgo, produciría 163 Mbd de gasolina y 117 Mbd de diesel. Sin embargo, en junio de 2013, se anunció un cambio en el alcance del proyecto de la nueva refinería, bajo el cual la misma sería reconfigurada para permitir el procesamiento de residuo de vacío en dicha instalación. En septiembre de 2013, a ICA Fluor Daniel, S. de R.L. de C.V. le fue otorgado un contrato de EUA\$94.8 millones para llevar a cabo los estudios y proporcionar servicios de ingeniería para la primera fase del proyecto de reconfiguración.

Al concluir los estudios de pre inversión para la nueva refinería en Tula, se determinó que sería más rentable no llevar a cabo la construcción de la nueva refinería y en cambio dirigir la inversión al proyecto aprovechamiento de residuales en Tula. Conforme a lo anterior, el 3 de diciembre de 2014 se anunció el inicio de las renovaciones para mejorar las prestaciones de la refinería como parte del proyecto aprovechamiento de residuales en la refinería de Tula Hidalgo. La refinería reconfigurada procesará residuo de vacío y producirá aproximadamente 173 Mbd de gasolinas y 104 Mbd de diesel. Los productos destilados que se obtengan en la refinería (gasolina y diesel) cumplirán con las especificaciones de ultra bajo azufre y no se producirá combustóleo. Se espera también que esta refinería tenga una capacidad de procesamiento de 340 Mbd de una mezcla de petróleo crudo de 35% Maya y 65% Istmo.

En el proyecto de reconfiguración de la refinería en Tula, que está programado para concluirse en 2018, se estima una inversión total de EUA\$4.8 mil millones y una tasa interna de retorno de 17.2%. Durante 2015, se invirtieron un total de EUA\$319.3 millones en este proyecto, de los cuales EUA\$25.0 millones fueron para el estudio de pre inversión y EUA\$9.8 millones a la preparación del sitio. Cuando los trabajos de acondicionamiento se terminaron, el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales, determinó que el valor comercial de los activos aumentó de EUA\$66.7 millones a EUA\$378.4 millones, un aumento de EUA \$311.7 millones en el valor de los activos como resultado de la reconfiguración.

Al cierre del ejercicio 2015, han sido asignados los siguientes contratos para la reconfiguración de la refinería en Tula:

Contratistas y plantas	Fecha de contratación	Monto del contrato original (millones de dólares)	Fecha de arranque	Fecha estimada de terminación
ICA Fluor Daniel, S. de R.L. de C.V..... Desarrollo del proyecto Aprovechamiento de Residuales en la Refinería Miguel Hidalgo en Tula (fase I)	Septiembre 2013	EUA\$95.18	Septiembre 2013	Diciembre 2016
Constructora Norberto Odebrecht, S.A..... Acondicionamiento del sitio, movimiento de tierras y conformación de plataformas para el proyecto de Aprovechamiento de Residuales en la Refinería Miguel Hidalgo.	Febrero 2014	EUA\$157.53	Febrero 2014	Agosto 2015 (Finiquitado)
Jacobs Consultancy, Inc..... Dictamen de factibilidad técnica económica y ambiental del proyecto de Aprovechamiento de Residuales en la Refinería Miguel Hidalgo.	Agosto 2014	EUA\$0.4	Agosto 2014	Diciembre 2016

Contratistas y plantas	Fecha de contratación	Monto del contrato original (millones de dólares)	Fecha de arranque	Fecha estimada de terminación
ICA Fluor Daniel, S. de R.L. de C.V..... Para ejecución de la fase II el proyecto de reconfiguración de la refinería de Tula, para la ingeniería complementaria, procura de equipos y construcción de una planta de coquización retardada.	Octubre 2014	EUA\$1,300.55	Octubre 2014	Abril 2018
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. (OS-16)..... Investigación de costos, integración de los costos unitarios y captura de insumos en matrices de costos del catálogo "GEN" para Pemex Refinación.	Noviembre 2014	EUA\$2.38	Noviembre 2014	Diciembre 2015 (Finiquitado)
Universidad Tecnológica de Tamaulipas Norte..... Diagnóstico para implementar procesos de aprovechamiento óptimo del agua empleada en la Refinería Miguel Hidalgo en Tula, Hidalgo	Enero 2015	EUA\$1.44	Enero 2015	Febrero 2016 (Finiquitado)
Vázquez Nava y Consultores, S.C..... Estudio de las decisiones adoptadas por Pemex Refinación para el proyecto Aprovechamiento de Residuales en la Refinería Miguel Hidalgo.	Marzo 2015	EUA\$2.11	Marzo 2015	Diciembre 2018
Instituto Mexicano del Petróleo Estudio de integración térmica, de la unidad Hidrodesulfuradora de gasolinas No. 1 (U-400-I) de la Refinería Miguel Hidalgo en Tula, Hidalgo.	Septiembre 2015	EUA\$0.26	Septiembre 2015	Marzo 2016
ICA Fluor Daniel, S. de R.L. de C.V..... Ejecución de la fase II del proyecto de Aprovechamiento de Residuales en la Refinería Miguel Hidalgo en Tula, para la ingeniería complementaria, procura y construcción del primer paquete (4a) de obras de integración y servicios Auxiliares.	Noviembre 2015	EUA\$1,174.89	Noviembre 2015	Junio 2018
Constructora Norberto Odebrecht, S.A..... Construcción de accesos y obras externas para el Proyecto de Aprovechamiento de Residuales para la Refinería Miguel Hidalgo.	Noviembre 2015	EUA\$131.95	Noviembre 2015	Abril 2017

Reconfiguración de la refinería de Salamanca.

La reconfiguración de la refinería “Ing. Antonio M. Amor” en Salamanca, Guanajuato, está enfocada a la conversión de residuales en destilados de alto valor sin incrementar el proceso de petróleo crudo, así como al nuevo tren de lubricantes para producir lubricantes del grupo II. Para dicho propósito se instalarán nuevas plantas y se modernizarán otras existentes. El proyecto también considera inicialmente la construcción de una barda perimetral con dos casetas de vigilancia, la reubicación de líneas de transmisión de CFE y el acondicionamiento y mejoramiento del sitio, así como la construcción de una unidad de coquización retardada, una unidad catalítica, una planta de hidrógeno, una hidrodesulfuradora de naftas de coquización, una planta hidrodesulfuradora de gasóleos, un nuevo tren de lubricantes, una planta reformadora de naftas, una planta recuperadora de azufre, una unidad de regeneración de aminas y una planta tratadora de aguas amargas. Adicionalmente, este proyecto incluye la construcción del área de tanques de almacenamiento, tratamiento de efluentes (las cuales son usadas para cambiar las propiedades de las aguas residuales para que puedan ser reutilizadas) e infraestructura fuera de límites de batería, (incluyendo alumbrado público y vialidades), así como servicios de suministro eléctrico, áreas de quemador elevado, edificaciones y otros servicios e instalaciones de apoyo. Otras plantas que serán modernizadas son las de destilación atmosférica y de vacío (AS, AA y AI) con lo que se prevé que, de manera eficiente, transporten la carga para la planta coquizadora y el incremento de gasóleos como carga para las plantas nuevas. Finalmente el proyecto incluye los trabajos de integración en áreas existentes tanto de tubería como de equipos de bombeo y subestaciones eléctricas.

En el marco de un proceso de licitación pública llevada a cabo de conformidad con la metodología OBCE, el 24 de noviembre de 2014 se otorgó un contrato para la fase I del proyecto reconfiguración de la refinería de Salamanca, que prevé el desarrollo del plan detallado de ingeniería y estimaciones de costos. El contrato inició en noviembre de 2014, pero después de un convenio para prorrogarlo, el proyecto fue suspendido en marzo de 2016. La terminación del proyecto reconfiguración de la refinería de Salamanca está programada para diciembre de 2019.

Poliducto Tuxpan

Este proyecto busca garantizar la distribución de la creciente demanda de productos refinados en el área metropolitana del Valle de México. A fin de cumplir con esto, se estima una inversión total del proyecto de \$4,495 millones que incluye la construcción de un ducto de 18 pulgadas de diámetro y 109 kilómetros de longitud, cinco tanques de almacenamiento de 100,000 barriles cada uno en la terminal marítima Tuxpan y un estudio para determinar la mejor opción para la descarga de los productos refinados de los buquetanques y de los ductos a estos tanques de almacenamiento. En junio de 2009 ARB Arendal, S. de R.L. de C.V. inició la construcción del poliducto, el cual finalizó en octubre de 2012 y fue puesto en operación en noviembre de ese año. Con respecto a la construcción de los tanques de almacenamiento, el contrato fue adjudicado a un consorcio formado por Tradeco Infraestructura, Tradeco Industrial, ITECSA y Grupo OLRAM, e inició en octubre de 2009. A la fecha del Reporte Anual, tres de los cinco tanques del proyecto, se encuentran en operación (dos desde 2013 y uno en 2014), uno más se encuentra terminado, totalmente automatizado y en proceso de puesta en operación. El quinto y último tanque continúa en construcción, y se espera concluirlo durante la segunda mitad de 2016.

Presupuesto de Inversión para 2016

Para 2016, Pemex TRI ha presupuestado \$18,918.8 millones para proyectos de inversión en el segmento de refinación. De la cantidad total, Pemex TRI planea invertir 40.7% en proyectos de rehabilitación, 31.2% en proyectos ambientales y de seguridad industrial, 8.3% en ampliaciones y mejoras en refinerías e instalaciones relacionadas, 11.9% en el proyecto reconfiguración de la refinería en Tula y 7.4% en otros proyectos y adquisiciones.

Desinversiones

El 28 de octubre de 2015, la Emisora anunció la venta del 49% de su de participación accionaria en Mexicana de Lubricantes, S.A. de C.V. a Impulsora Jalisciense S.A. por \$826.2 millones, lo que representa una ganancia de \$337.7 millones con relación al valor contable que tenía la inversión al 31 de diciembre de 2014.

(iv) Gas y petroquímica básica

Gas natural y condensados

Durante 2015, la producción promedio de gas natural disminuyó en 2.0%, de 6,532 MMpcd en 2014 a 6,401 MMpcd en 2015; en tanto que el promedio de gas natural húmedo procesado disminuyó 6.2%, de 4,343 MMpcd en 2014 a 4,073 MMpcd en 2015.

Toda la producción de gas natural húmedo se procesa en las instalaciones de PEMEX. Al cierre de 2015, PEMEX contaba con nueve CPG.

Los siguientes CPG se ubican en la región Sur:

- *Nuevo Pemex*: Cuenta con 13 plantas de proceso que, en su conjunto, produjeron durante 2015, 886 MMpcd de gas seco, 11 Mbd de etano, 25 Mbd de gas licuado, 14 Mbd de nafta y 91 mil toneladas de azufre.
- *Cactus*: Cuenta con 22 plantas de proceso que, en su conjunto, produjeron en 2015, 784 MMpcd de gas seco, 18 Mbd de etano, 22 Mbd de gas licuado, 12 Mbd de nafta y 270 mil toneladas de azufre.
- *Ciudad Pemex*: Cuenta con ocho plantas de proceso que, en su conjunto, produjeron en 2015, 681 MMpcd de gas seco y 170 mil toneladas de azufre.
- *La Venta*: Cuenta con una planta de proceso que produjo 147 MMpcd de gas seco en 2015.
- *Matapionche*: Cuenta con cinco plantas de proceso que, en su conjunto, produjeron 16 MMpcd de gas seco, 1 Mbd de gas licuado, 0.3 Mbd de nafta y 4 mil toneladas de azufre en 2015.
- Las instalaciones de Morelos, Cangrejera y Pajaritos integran el CPG Área Coatzacoalcos:
 - *Morelos*: Cuenta con una planta de proceso que produjo 32 Mbd de etano, 39 Mbd de gas licuado y 11 Mbd de nafta en 2015.
 - *Cangrejera*: Cuenta con dos plantas de proceso que, en su conjunto, produjeron 34 Mbd de etano, 43 Mbd de gas licuado y 12 Mbd de nafta en 2015.
 - *Pajaritos*: Cuenta con una planta de proceso que produjo 11 Mbd de etano en 2015.

Los siguientes CPG se localizan en la región Norte:

- *Burgos*: Cuenta con nueve plantas de proceso que, en su conjunto, produjeron 694 MMpcd de gas seco, 15 Mbd de gas licuado y 18 Mbd de nafta en 2015.
- *Poza Rica*: Cuenta con cinco plantas de proceso que, en su conjunto, produjeron 161 MMpcd de gas seco, 5 Mbd de gas licuado, 2 Mbd de nafta y 1 mil toneladas de azufre en 2015.
- *Arenque*: Cuenta con tres plantas de proceso que, en su conjunto, produjeron 30 MMpcd de gas seco, 1 Mbd de una mezcla de etano y líquidos de gas natural y 3 mil toneladas de azufre en 2015.

La siguiente tabla muestra el proceso total de gas natural húmedo, de condensados y la producción de PEMEX para el periodo de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2015.

Proceso y Producción de Gas Natural y Condensados⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015
	2011	2012	2013	2014	2015	vs. 2014
	(en MMpcd, excepto en donde se indiquen otras unidades)					(%)
Proceso						
Gas húmedo.....	4,527	4,382	4,404	4,343	4,073	(6.2)
Gas amargo.....	3,445	3,395	3,330	3,356	3,225	(3.9)
Gas dulce ⁽²⁾	1,082	987	1,074	986	847	(14.1)
Condensados ⁽³⁾	57	46	46	49	45	(8.2)
Extracción de líquidos del gas natural.....	4,483	4,346	4,381	4,303	3,904	(9.3)
Gas húmedo.....	4,347	4,206	4,234	4,172	3,745	(10.2)
Reprocesos ⁽⁴⁾	136	140	147	131	159	21.4
Producción						
Gas seco ⁽⁵⁾	3,692	3,628	3,693	3,640	3,398	(6.6)
Líquidos de gas natural ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	389	365	362	364	327	(10.2)
Gas licuado de petróleo ⁽⁶⁾	185	176	178	176	150	(14.8)
Etano ⁽⁶⁾	121	115	109	110	107	(2.7)
Nafta ⁽⁶⁾⁽⁸⁾	82	72	73	77	69	(10.4)
Azufre ⁽⁹⁾	636	592	620	603	538	(10.8)

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

(1) Excluye las operaciones de PEP. PEP produjo un total de 6,401 MMpcd de gas natural en 2015.

(2) Incluye vapores dulces de condensados.

(3) Incluye corrientes internas.

(4) Reprocesos de gas seco del gasoducto en la planta criogénica de Pajaritos.

(5) No incluye el etano reinyectado a la corriente del gas natural.

(6) En Mbd.

(7) Incluye condensados estabilizados, corrientes de reproceso del complejo petroquímico Cangrejera y otras corrientes para fraccionamiento.

(8) Incluye pentanos.

(9) En miles de toneladas.

Fuente: PEMEX BDI.

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada de plantas de proceso en PEMEX de gas y petroquímica básica para el periodo de cinco años que terminó el 31 de diciembre de 2015:

Capacidad Instalada de Plantas de Proceso

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2011	2012	2013	2014	2015
	(en MMpcd, excepto donde se indiquen otras unidades)				
Plantas Endulzadoras					
Condensados amargos ⁽¹⁾	144	144	144	144	144
Gas húmedo amargo ⁽²⁾	4,503	4,503	4,503	4,523	4,523
Plantas de recuperación de líquidos de gas natural					
Criogénicos ⁽³⁾	5,712	5,912	5,912	5,912	5,912
Fraccionamiento de líquidos de gas natural⁽¹⁾⁽⁴⁾.....	569	569	569	569	569
Procesamiento de ácido sulfhídrico	219	219	219	219	219

(1) En Mbd.

(2) En 2014, derivado de la revisión de la capacidad de procesamiento de gas natural amargo en el CPG Poza Rica que refleja un aumento de la capacidad de 230 MMpcd a 250 MMpcd, por lo que el total de capacidad instalada de procesamiento de gas natural amargo de los Complejos Procesadores de Gas se modificó de 4,503 MMpcd a 4,523 MMpcd.

(3) Desde diciembre de 2011, la planta criogénica en Cangrejera ha estado fuera de servicio. En octubre de 2011, la planta criogénica número 1 en el complejo Nuevo Pemex ajustó su capacidad total de 1,550 Mbd a 1,500 Mbd. En noviembre de 2012, la planta criogénica número 2 inició operaciones en el CPG Poza Rica con una capacidad de 200 MMpcd.

(4) Desde el 31 de agosto de 2009 la planta de fraccionamiento de líquidos en Reynosa está fuera de servicio.

Fuente: PEMEX BDI.

Durante 2015, el consumo nacional de gas seco fue de 5,447 MMpcd, 4.9% inferior al consumo de 5,727 MMpcd de 2014. Las Entidades Subsidiarias consumieron aproximadamente el 40.4% del total del

consumo nacional de gas seco, mientras que el sector eléctrico el 26.9%, el sector industrial-distribuidor, consumió el 23.5%, el sector de comercializadores el 6.3% y el sector de autogeneración de electricidad el 2.9%.

PEMEX importa gas seco para complementar la producción y atender la demanda en el Norte de México que, dada la distancia desde los campos, puede ser suministrado más eficientemente mediante la importación de gas natural desde Estados Unidos. En agosto de 2013, la Emisora anunció una estrategia de suministro de gas natural junto con el Gobierno Federal para atender la falta de gas natural nacional. Bajo esta estrategia, PEMEX incrementó sus importaciones de gas natural licuado en el corto plazo. Ver 2)b)A.— (iii) “Gas y petroquímica básica” – “Estrategia para el suministro de gas natural”. En 2015, PEMEX importó 1,418.4 MMpcd de gas natural, un incremento de 4.5% de 1,357.8 MMpcd importados en 2014, debido a la menor disponibilidad de gas húmedo amargo y gas seco de los campos de su segmento de exploración y producción. La cantidad total de gas natural importado por día en 2015 incluye 93.9 MMpcd de gas natural licuado importado a través de terminal de Manzanillo.

PEMEX procesa condensados amargos y dulces de su segmento de exploración y producción para obtener líquidos del gas natural estabilizados. Asimismo recupera hidrocarburos líquidos provenientes del proceso del gas natural dulce. Adicionalmente, obtiene líquidos de corrientes internas e hidrocarburos condensados en los ductos de gas húmedo amargo. La producción total de líquidos del gas natural, incluyendo condensados estabilizados, reprocesos y otras corrientes de fraccionamiento, disminuyó 10.0%, al pasar de 364 Mbd en 2014 a 327 Mbd en 2015.

PEMEX procesa condensados amargos, que tienen un mayor contenido de azufre, para producir condensados dulces estabilizados. En 2015, el volumen de los condensados amargos que PEMEX procesó y las corrientes internas de su segmento de gas y petroquímica básica totalizaron 31.8 Mbd, 3.9% inferior al registrado en 2014 de 33.1 Mbd. PEMEX también procesa condensados dulces en las instalaciones de Burgos para producir gasolina natural pesada y ligera.

En noviembre de 2012, comenzó a operar una nueva planta criogénica en el complejo petroquímico de Poza Rica, que tiene una capacidad de proceso de 200 MMpcd de gas dulce. Esta planta fue construida como parte de un proyecto que incluyó, entre otras instalaciones, dos tanques de almacenamiento de gas, cada uno con capacidad de almacenar 20 mil de barriles.

Desde su promulgación en agosto de 2014, la Ley de Hidrocarburos eliminó las restricciones a los productos petroquímicos que fueron previamente clasificados como “básicos”. En consecuencia, a la fecha del Reporte Anual, los petroquímicos que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas pueden ser producidos por la Emisora, cualquier Entidad Subsidiaria, cualquier entidad pública del Gobierno Federal, o por compañías privadas de conformidad con la Ley de Hidrocarburos y las demás disposiciones aplicables.

Estrategia para el suministro de gas natural

El 13 de agosto de 2013, PEMEX y el Gobierno Federal presentaron una estrategia para abordar la escasez de gas natural doméstico en el corto, mediano y largo plazo. En el corto plazo se ha dado un incremento en las importaciones de gas natural licuado. Desde la segunda mitad de 2014 y hasta el cierre de 2015 PEMEX importó 19 embarques de gas natural licuado para atender la demanda de gas natural doméstico. PEMEX ha cambiado el uso de gas natural por aceite combustible en sus instalaciones. Finalmente, la Emisora espera aumentar las reservas de petróleo y gas de lutitas con el fin de satisfacer la demanda doméstica de gas natural en el largo plazo.

Durante los cinco años que terminaron el 31 de diciembre de 2015, el valor de las ventas en México de PEMEX en gas y petroquímica básica, se distribuyeron como continuación se describe:

Valor de las Ventas en México del Segmento de Gas y Petroquímica Básica⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				2015 vs. 2014 (%)
	2011	2012	2013	2014	
	(en millones de pesos) ⁽²⁾				
Gas Natural	\$ 64,466.3	\$ 50,233.0	\$ 68,128.7	\$78,666.4	\$53,037.3 (32.6)
Gas licuado de petróleo.....	57,981.0	64,966.5	71,728.9	78,258.9	78,194.0 (0.1)
Petroquímicos:					
Hexano	408.2	4.8	44.3	313.9	211.0 (32.8)
Etano ⁽³⁾	—	—	32.3	283.6	310.7 9.6
Agentes solventes	29.2	85.7	28.0	33.5	0.5 (98.5)
Azufre	1,354.7	1,167.2	659.6	795.9	926.1 16.4
Negro de humo ⁽⁴⁾	2,368.2	1,115.7	—	—	—
Pentanos.....	232.0	46.9	165.8	197.2	130.7 (33.7)
Heptano	105.7	8.6	62.7	39.1	1.0 (97.4)
Butano	240.7	264.9	259.1	277.5	205.7 (25.9)
Propano	93.5	69.6	70.3	92.4	57.6 (37.7)
Nafta pesada	—	—	4.4	15.7	191.0 1,116.6
Nafta ligera	—	—	—	2.8	39.7 1,317.9
Total de Petroquímicos	\$ 4,832.2	\$ 2,763.4	\$ 1,326.5	\$ 2,051.6	\$ 2,074.0 1.1
Total	\$127,279.6	\$117,962.8	\$141,184.1	\$158,976.9	\$133,305.3 (16.1)

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

(1) No incluye el IVA.

(2) Las cifras se presentan en pesos nominales.

(3) En octubre de 2013, se iniciaron las ventas de etano a Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. Ver 2)b) A.(iii).— "Petroquímica" – "Coinversión (Joint Venture) con Mexichem S.A.B. de C.V.".

(4) Desde mayo de 2012 el negro de humo lo comercializa el Sistema Nacional de Refinación.

Fuente: PEMEX BDI.

A continuación se describe el volumen de las ventas en el país de productos de PEMEX en gas y petroquímica básica para los años 2011 a 2015:

Volumen de Ventas en el País del Segmento de Gas y Petroquímica Básica

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015 vs. 2014 (%)
	2011	2012	2013	2014	2015	
	(en Mbd, excepto donde se indique en otras unidades)					
Gas natural ⁽¹⁾	3,382.7	3,387.7	3,463.5	3,451.2	3,246.6	(5.9)
Gas licuado de petróleo ⁽²⁾	284.8	285.5	282.8	280.9	277.4	(1.2)
Petroquímicos ⁽³⁾ :						
Hexano	29.3	0.3	2.9	24.7	19.0	(23.1)
Etano ⁽⁴⁾	—	—	16.7	119.1	183.0	53.7
Agentes solventes	2.7	7.2	2.1	2.2	—	(100.0)
Azufre	647.8	649.1	520.7	655.3	572.7	(12.6)
Negro de humo ⁽⁵⁾	429.6	167.1	—	—	—	—
Pentanos	19.1	3.9	14.6	18.3	18.9	3.3
Heptano	7.1	0.5	3.9	3.0	0.1	(96.7)
Butano	20.6	23.0	26.4	29.2	33.2	13.7
Propano	8.7	8.2	9.3	9.7	10.1	4.1
Nafta pesada	—	—	0.4	1.5	29.9	1,893.3
Nafta ligera	—	—	—	0.3	6.2	1,966.7
Total Petroquímicos.....	1,164.9	859.2	597.0	863.2	873.0	1.1

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

(1) MMpcd

(2) Mbd

(3) Miles de toneladas

(4) En octubre de 2013, se iniciaron las ventas de etano a Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. Ver 2)b)A.(iii).— "Petroquímica" – "Coinversión (Joint Venture) con Mexichem S.A.B. de C.V.".

(5) Desde mayo de 2012 el negro de humo lo comercializa el Sistema Nacional de Refinación.

Fuente: PEMEX BDI.

En 2015 el valor de las ventas de PEMEX disminuyeron en 16.1%, al alcanzar \$133,305.1 millones, respecto a 2014, principalmente como resultado de la disminución en 32.6% en las ventas en el país de gas natural y una disminución de 0.1% en las ventas en el país de gas licuado de petróleo, cada uno debido a la disminución de los precios. Las ventas totales de petroquímicos realizadas por PEMEX se incrementaron 1.1% en 2015, debido principalmente al incremento de las ventas de azufre, nafta pesada y etano.

Subsidiarias de Pemex TRI

Pemex TRI, que adquirió, entre otros, los activos de PGPB como parte de la reciente reorganización corporativa, realiza ciertas actividades de administración, bienes raíces y distribución por medio de sus subsidiarias y ciertas asociaciones en participación (*joint ventures*). La siguiente tabla relaciona las subsidiarias de Pemex TRI, sus principales actividades operativas y el porcentaje de participación accionaria de Pemex TRI al 31 de diciembre de 2015:

Subsidiarias de Pemex TRI⁽¹⁾

Subsidiaria	Actividad Principal	Porcentaje de Participación Accionaria (%)
Mex Gas International, S.L. ⁽²⁾	Compañía matriz.....	100.00
Pasco International, Ltd.	Compañía matriz.....	100.00
Terrenos para Industrias, S.A.	Compañía matriz de bienes raíces.....	100.00

(1) Al 31 de diciembre de 2015.

(2) Mex Gas Internacional, S.L. es la única subsidiaria de Pemex TRI que es una Compañía Subsidiaria consolidada. Ver Nota 4 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, incluidos en el Reporte Anual.

Fuente: Pemex TRI.

La siguiente tabla muestra la asociación en participación (*joint ventures*) de Pemex TRI, sus principales actividades operativas y el porcentaje de participación de Pemex TRI al 31 de diciembre de 2015:

Asociaciones en Participación (Joint Ventures) de Pemex TRI⁽¹⁾

Subsidiaria	Actividad Principal	Porcentaje de Participación (%)
Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas.....	50.00
CH4 Energía, S.A. de C.V.	Comercio de gas	50.00

(1) Al 31 de diciembre de 2015.
Fuente: Pemex TRI.

Desinversiones

El 31 de julio de 2015, PEMEX anunció la desinversión del 50% de participación en Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C.V. (Gasoductos de Chihuahua), asociación en participación con Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (IEnova). Los accionistas de IEnova aprobaron la transacción en septiembre de 2015.

El 18 de diciembre de 2015, la COFECCE anunció que rechazó la propuesta de venta directa a IEnova en la forma en que estaba estructurada. Si bien el fallo de la COFECCE no se opone a la propuesta de adquisición de la participación por parte de IEnova en Gasoductos de Chihuahua, requiere que se ofrezcan dos de los siete activos involucrados en la operación, Gasoducto San Fernando y el Ducto tipo TDF de gas licuado de petróleo, a través de un proceso de licitación.

Por lo anterior, PEMEX y IEnova están en el proceso de reestructuración de la operación con el fin de que: (a) se pueda llevar a cabo un proceso de licitación con respecto al Gasoducto San Fernando y el Ducto tipo TDF de gas licuado de petróleo y cumplir los demás requisitos establecidos por en el fallo de la COFECCE y (b) permitir que IEnova adquiera la participación de PEMEX en Gasoductos de Chihuahua, con exclusión de los mencionados activos. Se espera llevar a cabo la reestructuración de la operación y cumplir las condiciones establecidas por la COFECCE durante 2016.

Participación del sector privado en la distribución del gas natural

Previo a la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo establecía que compañías del sector privado o del sector social, con autorización del Gobierno Federal, podían almacenar, distribuir y transportar gas natural; y podían construir, tener en propiedad y operar gasoductos de gas natural, instalaciones y equipo.

Desde 1997, esta Ley Reglamentaria requería que se diera acceso al sector privado al sistema de transporte y distribución, eliminando los derechos exclusivos que se tenían anteriormente sobre las líneas de distribución. PEMEX continúa con la comercialización de gas natural y puede desarrollar sistemas de almacenamiento para gas natural.

En 1996, la CRE aprobó el Programa de Acceso Gradual para 1996-1997, el cual requería dar acceso al sector privado al sistema de distribución de gas natural y prohibía la integración vertical entre la transportación y distribución. Como resultado, se privatizaron los activos de distribución de PGPB ubicados en Chihuahua, Toluca, Saltillo, Nuevo Laredo, Río Pánuco, Norte de Tamaulipas, Distrito Federal, Valle de Cuautitlán-Textcoco-Hidalgo, Hermosillo, Monterrey, Mexicali, El Bajío, Cananea, Querétaro, La Laguna, Bajío Norte, Puebla, Tlaxcala, Guadalajara, Piedras Negras y Ciudad Juárez. En 2012 se privatizaron los activos de distribución de PGPB en Altamira y Morelos y en 2013 los de Veracruz.

Con respecto a las ventas de primera mano de gas natural, PGPB envió en 2013 a la CRE los documentos regulatorios a través de los cuales se transitará a un nuevo esquema de pagos, el cual otorgaba a los clientes la opción de reservar la capacidad de transportación de gas natural y hacer pagos basados en el volumen de consumo. Este nuevo sistema se diseñó para permitir a los clientes estimar sus consumos de gas natural, así como mejorar la capacidad de PEMEX de manejar sus costos y capacidad relacionada a la transportación de gas natural. PEMEX está listo para operar con este nuevo esquema en el momento en el que la CRE apruebe dicho sistema y emita las reglas finales para regular las ventas de gas natural bajo dicho sistema. Se espera que el nuevo sistema de pagos para ventas de primera mano quede implementado en 2016.

La Ley de Hidrocarburos, que aboga la Ley Reglamentaria, permite la participación de otras compañías en toda la cadena de valor del gas natural. Adicionalmente, esta ley regula, entre otras, las actividades de refinación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo y petrolíferos. En enero del 2015 la CRE otorgó a Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V. el permiso de distribución para la zona geográfica del Noroeste, la cual comprende los municipios de Cajeme y Navojoa, del estado de Sonora, y otro permiso de distribución para Ahome, Choix, El Fuerte, Guasave y Salvador Alvarado, en el estado de Sinaloa.

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, el 11 de agosto de 2014, el CENAGAS fue creado como un organismo público descentralizado del Gobierno de Federal para actuar como administrador independiente del Sistema Integrado de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural. Este sistema interconecta la infraestructura para el almacenamiento y transporte de gas natural a través de todo el país buscando expandir la cobertura, fortalecer las medidas de seguridad y mejorar la continuidad, calidad y eficiencia en el servicio de transporte. Como un sistema integrado de transporte, los sistemas pertenecientes a CENAGAS o alguna otra compañía participante, el Sistema Integrado de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural funge como el principal proveedor del servicio de transporte en México, con tarifas estandarizadas. Dentro de este sistema, el Sistema Nacional de Gasoductos toma el papel del gestor comercial para toda la capacidad disponible del Sistema Integrado de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural. Para que un sistema de transporte sea parte del Sistema Integrado de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural, su capacidad de transporte debe ser capaz de incrementar la capacidad de flujo del Sistema Integrado de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural y mejorar el servicio de transporte estipulado para los usuarios. Ver 2)a).— *“Historia y desarrollo de la Emisora”- “Decreto de la Reforma Energética”*.

De acuerdo con el Decreto de la Reforma Energética, el 29 de octubre de 2015, PEMEX y el CENAGAS firmaron un contrato para la transferencia de los activos del Sistema Nacional de Gasoductos y del Sistema de Naco-Hermosillo. El Sistema Nacional de Gasoductos tiene 87 gasoductos con un total de alrededor 9,000 kilómetros y una capacidad de transporte de más de 5 MMpcd de gas natural, mientras el sistema Naco-Hermosillo tiene 300 kilómetros y una capacidad de transporte de 90 MMpcd. El total del valor en libros aproximado de estos activos, que fueron transferidos al CENAGAS el 1 de enero de 2016, fue de \$33.2 mil millones al 31 de diciembre de 2015, como se describe en la Nota 9 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados incluidos en el Reporte Anual.

Gasoducto Los Ramones

El proyecto del gasoducto Los Ramones, que está siendo implementado en dos fases, es parte de una estrategia de suministro para el centro del país con gas natural importado de los Estados Unidos. La fase uno del proyecto se divide a su vez en dos etapas. La primera etapa de la fase uno, que consiste en la construcción de un gasoducto de 48 pulgadas de diámetro que va de Agua Dulce, Texas a Los Ramones, Nuevo León, tiene una longitud de 116.4 kilómetros y una capacidad para transportar 1.0 MMMpcd, empezó operaciones el 1 de diciembre de 2014. La segunda etapa de la fase uno, consiste en la construcción de dos estaciones de compresión, se espera incrementar su capacidad de transporte a 2.1 MMMpcd. La construcción de las dos estaciones de compresión se concluyó en diciembre de 2015, y ambas están listas para comenzar operaciones después de las pruebas exitosas de los equipos de compresión. La inversión de esta fase uno, gasoducto y compresoras, es de EUA\$587.0 millones.

La fase dos del proyecto Los Ramones, que consiste en la construcción de un gasoducto que va de Los Ramones, Nuevo León a Apaseo el Alto, Guanajuato, está dividida en dos etapas: Ramones Norte y Ramones Sur. TAG Pipelines S. de R.L. de C.V. (una subsidiaria indirecta de Pemex TRI, “TAG Pipelines”), está desarrollando el proyecto a través de asociaciones con otras empresas para cada una de las etapas.

El 11 de septiembre de 2014, PEMEX anunció el comienzo de la fase dos del proyecto Los Ramones, que consiste en la construcción de un gasoducto que se espera tenga la capacidad de 1.4 MMMpcd de gas natural. La segunda fase del gasoducto medirá 743 kilómetros de longitud aproximadamente y 42 pulgadas de diámetro, y recorrerá del norte al centro de México, pasando por los estados de Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Querétaro y Guanajuato. Para la fase dos de este proyecto se espera una inversión aproximada de EUA\$2,508 millones y que comience operaciones en 2016. La parte norte del gasoducto, Ramones Norte, medirá aproximadamente 452 kilómetros de longitud y recorrerá de Los Ramones, Nuevo León, a San Luis Potosí, San Luis Potosí. Para Los Ramones Norte se estima una inversión aproximada de EUA\$1,563 millones. La parte sur del gasoducto, Ramones Sur, medirá

aproximadamente 291 kilómetros de longitud y recorrerá de San Luis Potosí, San Luis Potosí a Apaseo el Alto, Guanajuato. Para Ramones Sur se espera una inversión aproximada de EUA\$945 millones.

El 26 de marzo de 2015, PEMEX anunció un acuerdo entre PMI, la administradora global de activos BlackRock Inc., (BlackRock) y el fondo de inversión privado First Reserve Corporation (First Reserve), a través del cual BlackRock y First Reserve adquirirán un interés conjunto del 45% en la fase dos del proyecto Los Ramones con un valor aproximado de EUA\$900 millones y que les hace beneficiarios de un acuerdo de servicios de transporte de gas natural por 25 años.

De conformidad con el régimen de permisos y autorizaciones establecido en la Ley de Hidrocarburos, TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. (una subsidiaria indirecta de Pemex TRI, "TAG Norte") y TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V. (un vehículo de propósito específico constituido por P.M.I. Holdings, B.V., TAG Pipelines and México Power and Gas Ventures, B.V. "TAG Sur") obtuvieron un permiso de construcción por parte de la CRE, así como la autorización definitiva por parte de la COFECCE con anterioridad al inicio de la construcción del proyecto.

A la fecha del Reporte Anual, se han realizado las siguientes acciones en el gasoducto Los Ramones Norte:

- Permiso de la CRE: en junio de 2014, la CRE publicó la resolución RES-238-2014, con el que otorga a TAG Pipelines el permiso de transporte G/335/TRA/2014.
- Aprobación de COFECCE: el 18 de julio de 2014, TAG Pipelines solicitó a la COFECCE la autorización del permiso de transporte otorgado por la CRE. En octubre de 2014 la COFECCE aprobó a TAG Pipelines el permiso de transporte G/335/TRA/2014.
- Aprobación de la CRE: el 4 de diciembre de 2014, la CRE emitió la resolución RES-586-2014, mediante la cual se aprueba la modificación del permiso de transporte número G/335/TRA/2014 y se autoriza a TAG Pipelines la transferencia del mismo a TAG Norte. El 18 de diciembre del mismo año se aprobó, la incorporación del sistema de transporte a cargo de TAG Norte al Sistema Integrado de Gas Natural. Ver 2) a).— "Historia y desarrollo de la Emisora" – "Reforma Energética".
- Financiamiento del proyecto: PMI, TAG Pipelines y Ductos Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V. (subsidiaria de Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.), acordaron la constitución de TAG Pipelines Norte como un vehículo de propósito específico para el proyecto Ramones Norte. Posteriormente Banco Santander fue designado como agente financiero responsable de la obtención del financiamiento del proyecto. El 23 de diciembre de 2014, TAG Norte recibió el primer depósito de dichos recursos bajo el esquema de financiamiento obtenido.
- Derechos de vía: a finales de julio de 2015 se obtuvo el 100% de los derechos de vía necesarios para este proyecto y 100% en anuencia de construcción.
- Construcción: al cierre de diciembre de 2015, concluyeron los trabajos de excavación, tendido, soldadura, bajado y tapado del gasoducto; se realizó la prueba hidrostática a todo el ducto; se inertizó el ducto con nitrógeno y se inició el proceso de empaque con gas natural.

A la fecha del Reporte Anual, se han realizado las siguientes acciones en el proyecto Ramones Sur:

- Permiso de la CRE: en julio de 2014, la CRE emitió la resolución RES/351/2014, mediante la cual otorga el permiso de transporte G/340/TRA/2014 a TAG Sur.
- Opinión favorable de COFECCE: TAG Sur recibió la opinión favorable para el proyecto por parte de COFECCE, el 4 de abril de 2014.
- Aprobación de la CRE: el 18 de diciembre de 2014 la CRE autorizó la incorporación del sistema de transporte a cargo de TAG Sur al Sistema Integrado de Gas Natural, como quedó asentado en la resolución RES/623/2014.

- Financiamiento del proyecto: posterior a la conformación de la sociedad TAG Sur, integrada por PMI, TAG Pipelines y Mexico Power and Gas Ventures B.V., un consorcio internacional de bancos y la banca de desarrollo de México firmaron un acuerdo para el financiamiento del proyecto el 11 de diciembre de 2014. El 26 de diciembre de 2014 TAG Sur recibió el primer depósito de estos recursos para la construcción del gasoducto.
- Derechos de vía: a finales de julio de 2015 se obtuvo el 100% de los derechos de vía necesarios para este proyecto, así como el 100% en anuencia de construcción.
- Construcción: en diciembre de 2015, concluyeron los trabajos de excavación, tendido, soldadura, bajado y tapado del gasoducto; se realizó la prueba hidrostática a todo el ducto; se inició el proceso de inertizado del ducto con nitrógeno y se concluyeron las interconexiones con el Sistema Nacional de Gasoductos en La Pila, San Luis de la Paz, Parque Industrial Querétaro y Apaseo el Alto.

PEMEX espera iniciar las operaciones comerciales de este proyecto del gasoducto Los Ramones (ambos Los Ramones Norte y Los Ramones Sur) en junio de 2016.

Programa de fijación de precios del gas natural y del gas licuado de petróleo

La reforma energética establece la liberación gradual de precios para 2018, los precios subsidiados generalizados de gas licuado de petróleo serán reemplazados; la liberación de precios podría eliminar o requerir subsidios explícitos, la concesión de subvenciones dirigidas al grupo de ingresos más bajos de la población, al tiempo que permite a los nuevos participantes que operan con los precios del mercado. Las ventas de primera mano de PEMEX pueden continuar siendo reguladas por la CRE hasta que la COFECCE determine que haya sido efectiva la competencia en el mercado mayorista.

El Gobierno Federal determina actualmente los precios del gas natural para venta doméstica, los cuales son calculados de acuerdo con la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano emitida por la CRE publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de julio del 2009 y las resoluciones relacionadas de fecha 20 de diciembre de 2010, 3 de marzo de 2011, 20 de diciembre de 2012, 17 de enero de 2013, 21 de marzo de 2013 y 3 de diciembre de 2013, cuando la CRE aprobó y expidió transitoriamente una metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano. El 15 de febrero de 2016, la CRE emitió una nueva metodología que entró en vigor el 1 de marzo de 2016 y determina el precio máximo de ventas de primera mano de gas natural. Estos precios buscan reflejar los costos de oportunidad del gas natural así como las condiciones competitivas en los mercados internacionales y en los puntos de venta.

A partir de 2003, los mecanismos de control de precios para el gas licuado de petróleo se han implementado mediante decretos gubernamentales.

En enero de 2010, el Gobierno Federal emitió un decreto para establecer un precio máximo promedio ponderado nacional al usuario final del gas licuado del petróleo de \$8.08 por kilogramo antes de IVA. A partir de febrero de 2010 el Gobierno Federal ha autorizado incrementos por mes antes impuesto, como sigue:

<u>Periodo</u>	<u>Centavos por kilogramo</u>
Febrero de 2010 a julio de 2011	5
Agosto a noviembre de 2011	7
Diciembre de 2011	8
Enero de 2012 a octubre de 2013	7
Noviembre a diciembre de 2013	9
Enero a diciembre de 2014	9*
Enero 2015	23*
<u>Enero de 2016</u>	34**

*El 1 de enero de 2014 y 2015, el IEPS sobre combustibles fósiles estableció un incremento al precio en 12 y 13 centavos por kilogramo, respectivamente, independientemente del aumento mensual de 9 centavos por kilogramo para 2014 y 10 centavos para 2015 para un incremento total de 23 centavos por kilogramo. El

aumento de 10 centavos por kilogramo en enero de 2015, fue de carácter único; no se establecieron aumentos mensuales para el resto de 2015.

**En enero de 2016 se estableció un incremento por única vez en el año de 34 centavos por kilogramo, y no se establecen incrementos mensuales adicionales para el resto del año 2016.

A partir de agosto de 2014 la metodología de cálculo de precio al público se modificó de precios promedio ponderados a precios promedio simples. Ver 2)b)H.— *“Precios nacionales”*.

En enero de 2016 el Gobierno Federal estableció un incremento por única vez en el año de 34 centavos por kilogramo. Un impuesto adicional al IEPS sobre combustibles fósiles contempla un incremento de 13 centavos por kilogramo que estuvo vigente hasta el 29 de febrero de 2016 fecha en la que el Gobierno Federal eliminó el incremento periódico.

El Gobierno Federal puede modificar el control de precios o imponer controles de precios adicionales en el futuro. Ver 1)c).— *“Factores de riesgo – El Gobierno Federal ha impuesto controles de precios a los productos en el mercado interno”*.

Operaciones de cobertura de gas natural

Pemex TRI ofrece, como un valor adicional de servicio, varios contratos de cobertura a sus clientes nacionales para protegerlos de las fluctuaciones en los precios del gas natural. Para mayor información sobre las operaciones de cobertura de gas natural ver 3)d)ii).— *“Situación financiera, liquidez y recursos de capital” – “Administración de Riesgos Financieros”*.

Inversiones

En términos de pesos nominales, PEMEX invirtió \$5,160 millones en 2015, principalmente en proyectos para el proceso del gas natural y de los condensados. En 2016 PEMEX aprobó inversiones por \$2,093 millones, incluyendo \$384 millones para la modernización de las áreas de transporte de productos de los centros procesadores de gas, \$301 millones para la modernización de los sistemas de medición, control y seguridad de los centros procesadores de gas, \$233.0 millones para la modernización y rehabilitación de las instalaciones del sistema de suministro y tratamiento de agua en el centro procesador de gas Nuevo Pemex y \$364.0 millones para el acondicionamiento de infraestructura de proceso para el suministro de etano al proyecto Etileno XXI, y el resto de la inversión, \$811.0 millones, se destinará para garantizar la operación segura y confiable de sus instalaciones.

Contrato de suministro de etano

El 19 de febrero de 2010, PGPB celebró un contrato para el suministro de 66,000 bpd de etano a Etileno XXI, un complejo petroquímico ubicado en Nanchital, Veracruz, el cual producirá etileno y polietileno. El proyecto Etileno XXI está siendo desarrollado y será propiedad y operado por Braskem-IDES, un consorcio brasileño-mexicano. Para poder cumplir con sus obligaciones bajo este contrato, Pemex TRI está llevando a cabo ajustes a la infraestructura de sus plantas procesadoras en los CPG Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus. El etano adicional será transportado de los CPG ubicados en Tabasco, en el sureste de México, a Coatzacoalcos, Veracruz. Este contrato prevé obligaciones “compra obligatoria – entrega obligatoria” de las partes, y por ende, en el caso de incumplimiento en sus obligaciones de suministro, Pemex TRI estará sujeto al pago de penas convencionales. En el caso de terminación como consecuencia de un incumplimiento material de Pemex TRI bajo el contrato de suministro de etano, Pemex TRI podrá estar obligado a pagar a los otros participantes en el proyecto un monto equivalente al valor de terminación de este proyecto (cuyo valor está determinado de conformidad con el contrato y que considera, entre otros factores, el saldo absoluto de la deuda del proyecto y el monto invertido en el mismo a ese momento).

Al 31 de diciembre de 2015, los trabajos de las plantas procesadoras de Pemex TRI en los CPG área Coatzacoalcos, Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus presentaron un avance físico de 98.4% y un avance financiero de 88.3%. Se espera que las obras entren en operación en el segundo trimestre de 2016. La construcción del ducto para transportar etano de los CPG ubicados en Tabasco, en el Sureste de México, a Coatzacoalcos; Veracruz presentó un avance físico de 99.6% y un avance financiero de 99.4%. La entrada en operación del ducto se estima en tres fases: 1) Segmento I (Complejo Petroquímico Cangrejera) comenzó operaciones en enero de 2015, 2) Segmento II (Nuevo Pemex-Cactus-Coatzacoalcos) comenzó operaciones en julio de 2015 y el ducto quedó empacado el 3 de noviembre de 2015 y 3) Segmento III (Cd. Pemex-Nuevo Pemex) comenzó operaciones en diciembre de 2015 y está listo iniciar el transporte de C2+ del CPG Ciudad

Pemex al CPG Nuevo Pemex, una vez que finalicen las obras de la planta criogénica 2 de Ciudad Pemex, lo cual se estima se lleve a cabo para el segundo trimestre de 2016.

(v) Petroquímica

Debido a la reciente reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio y activos que eran operados por el segmento de petroquímica fueron transferidos a los segmentos de etileno y fertilizantes, una vez que entraron en vigor los acuerdos de creación de PE y PF el 1 de agosto de 2015. Para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015, se presenta la información operativa del segmento de petroquímica incluyendo la de los segmentos de fertilizantes y etileno para este periodo. Para más información de la reorganización corporativa y los nuevos segmentos operativos, ver 2)a).— “Historia y Desarrollo” – “Reorganización Corporativa”. Para la descripción detallada de los resultados financieros de cada segmento, ver los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en el Reporte Anual.

Capacidad

Al 31 de diciembre de 2015, PEMEX cuenta con siete complejos petroquímicos, de los cuales cuatro se encuentran en operación para producir productos petroquímicos (principalmente aquellos considerados como productos petroquímicos “no básicos” antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos), con una capacidad total anual instalada de plantas disponibles para operación de 9,132 miles de toneladas de productos petroquímicos.

La capacidad de producción total de las plantas disponibles para operación de PEMEX durante los últimos cinco años, fue distribuida entre sus instalaciones como se establece a continuación:

Complejos Petroquímicos	Capacidad Total Petroquímica				
	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2011	2012	2013	2014 ⁽¹⁾	2015
	(en miles de toneladas)				
Cosoleacaque	2,150	2,150	3,225	3,225	3,225
Cangrejera	4,328	4,328	3,964	3,465	3,465
Morelos	2,286	2,286	2,263	2,260	2,260
Pajaritos ⁽²⁾	1,180	1,180	547	—	—
Escolín ⁽³⁾	55	55	—	—	—
Camargo ⁽⁴⁾	—	—	—	—	—
Independencia.....	222	222	187	183	183
Tula ⁽³⁾	55	55	—	—	—
Total	10,276	10,276	10,186	9,132	9,132

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

(1) A partir de 2013 la capacidad de PPQ no contempla los subproductos que se autoconsumen, como por ejemplo, aromáticos pesados, etilbenceno, líquidos de pirólisis y gasolina amorfa.

(2) A partir del 12 de septiembre de 2013, las plantas de cloruro de vinilo y etileno del complejo petroquímico Pajaritos se desincorporaron de PPQ para formar parte de Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.

(3) A partir del año 2013 no se consideran las capacidades de los complejos petroquímicos Escolín y Tula por ser plantas con aproximadamente más de tres años fuera de operación.

(4) La planta en Camargo dejó de funcionar en 2002.

Fuente: Pemex TRI, PE Y PF.

Producción

El segmento de petroquímicos produce varios productos petroquímicos, incluyendo:

- metano y derivados, como metanol;
- aromáticos y derivados, como hidrocarburos de alto octano, estireno, benceno, tolueno y xilenos;
- cadena de propileno y derivados, como acrilonitrilo y propileno;
- otros productos, como oxígeno, nitrógeno, hexano, heptano, líquidos de pirolisis, productos de especialidades petroquímicas; y

- cadena de petrolíferos, como gasolina base octano, gasolina amorfa, gas nafta y nafta pesada.

El segmento de etileno produce varios productos petroquímicos, incluyendo:

- derivados del etano, como etileno, polietileno, óxido de etileno y glicoles;
- la cadena de polietileno y sus derivados, como el acrilonitrilo y propileno.

El segmento de etileno produce varios productos petroquímicos, incluyendo:

- amoníaco; y
- dióxido de carbono.

La producción total anual de productos petroquímicos, en 2015, disminuyó 12.6%, de 11,319 miles de toneladas en 2014 a 9,887 miles de toneladas en 2015. De esta cantidad, la producción de productos petroquímicos fue de 6,041 miles de toneladas, lo que representa un decremento del 16.5% con respecto a la producción de 7,238 miles de toneladas en 2014. El remanente de estos productos petroquímicos fue producido por los segmentos de refinación y gas y petroquímica básica como petroquímicos básicos. El decremento observado en 2015 se debe principalmente a la baja producción de amoníaco y anhídrido carbónico en el complejo petroquímico Cosoleacaque, debido al bajo suministro de gas causado después de la explosión que se produjo en la plataforma Abkatún-A Permanente el 1 de abril de 2015. Para obtener información sobre la producción de petroquímicos del segmento de petroquímica. Ver 2)b)A.(iii).—“Gas y petroquímica básica”.

La siguiente tabla resume la producción anual relacionada con las principales actividades petroquímicas durante los cinco años que finalizaron el 31 de diciembre de 2015:

Producción del segmento de petroquímicos

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015
	2011	2012	2013	2014	2015	vs. 2014
	(en miles de toneladas anuales)					(%)
Líquidos						
Hexanos.....	45	5	22	37	31	(16.2)
Heptanos	19	3	8	5	—	(100.0)
Total	64	8	30	42	31	(26.2)
Otros Insumos						
Oxígeno	447	418	434	441	446	1.1
Nitrógeno	165	164	172	176	188	6.8
Hidrógeno	128	20	61	87	94	8.0
Total	740	602	667	704	729	3.6
Petroquímicos						
Metano y derivados	2,306	2,473	2,460	2,362	1,682	(28.8)
Etano y derivados	2,750	2,775	2,473	2,089	1,993	(4.6)
Aromáticos y derivados.....	923	166	799	1,017	1,022	0.5
Propileno y derivados.....	62	49	52	65	66	1.5
Petrolíferos y derivados	451	26	321	225	31	(86.2)
Otros	744	115	443	734	487	(33.7)
Total	7,237	5,604	6,549	6,492	5,281	(18.7)
Otros productos⁽¹⁾						
Ácido Clorhídrico	98	108	63	—	—	—
Ácido Muriático	16	45	30	—	—	—
Total	114	153	93	—	—	—
Total⁽²⁾	<u>8,155</u>	<u>6,367</u>	<u>7,339</u>	<u>7,238</u>	<u>6,041</u>	(16.5)

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

(1) A partir de septiembre de 2013, estos productos se desincorporaron de PPQ para formar parte de Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. Ver 2)b)A.(iii). —“Petroquímica” – “Coinversión (Joint Venture) con Mexichem S.A.B. de C.V.”.

(2) Estas cifras incluyen productos petroquímicos que se usan como materia prima para producir otros productos petroquímicos.

Fuente: PEMEX BDI.

Inversiones

El total de las inversiones del segmento de petroquímica en 2015 fue por \$494 millones, los cuales fueron asignados entre los siguientes proyectos: \$110.8 millones para la infraestructura para áreas de mantenimiento y de servicios industriales; \$102.5 millones para mejorar la eficiencia en almacenamiento y distribución I en las terminales de almacenamiento y distribución en Topolobampo y Guaymas; \$52.1 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de las instalaciones del sector preparadoras de carga I en el complejo petroquímico Cangrejera; \$47.7 millones para el mantenimiento de la planta de estireno-etilbenceno; \$28.6 millones para la modernización y ampliación del tren de aromáticos I en el complejo petroquímico Cangrejera, que implica el uso de nueva tecnología en la conversión de naftas a aromáticos, como el uso de un reactor de regeneración catalítica continua; \$153.8 millones para otros proyectos de sustentabilidad, seguridad, modernización, optimización e infraestructura.

En 2016, el presupuesto del segmento de petroquímica incluye \$357 millones en inversiones, de los cuales ha asignado \$153.0 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de las instalaciones del sector preparadoras de carga II en el complejo petroquímico Cangrejera; \$85.2 millones para mejorar la eficiencia en almacenamiento y distribución I en las terminales de almacenamiento y distribución en Topolobampo y Guaymas; \$13.0 millones para el mantenimiento de la planta de estireno-etilbenceno en el complejo petroquímico Cangrejera; \$13.0 millones para el mantenimiento de infraestructura y servicios industriales en los complejos petroquímicos; \$93.0 millones para otros proyectos de sustentabilidad, seguridad, modernización, optimización e infraestructura.

Ventas en el país

En 2015 el valor de las ventas en México de los productos petroquímicos en el mercado interno tuvieron un decremento de 9.2%, al pasar de \$28,293.6 millones en 2014 a \$25,691.5 millones en 2015. Este decremento se debió principalmente a una disminución en la producción de amoniaco, polietileno de alta densidad, polietileno de baja densidad, y a la disminución de aproximadamente 24.3% y 25.5% en los precios

del estireno y acrilonitrilo, respectivamente, en 2015 comparado con 2014. Estos resultados fueron compensados por las altas ventas de polietileno lineal de baja densidad y un incremento de 19.6% en las ventas de óxido de etileno debido a un incremento en los precios de 13.5% en comparación con 2014.

Durante el periodo de cinco años que finalizó el 31 de diciembre de 2015, el valor de las ventas de petroquímicos en el país se distribuyó como se muestra en la siguiente tabla:

Valor de las Ventas en el País del Segmento de Petroquímicos ⁽¹⁾

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015 vs. 2014 (%)
	2011	2012	2013	2014	2015	
	(en millones de pesos) ⁽²⁾					
Productos Petroquímicos						
Etano y derivados.....	\$16,539.6	\$16,945.1	\$15,566.0	\$16,208.4	\$15,649.1	(3.5)
Aromáticos y derivados	4,387.0	2,979.4	3,641.4	4,427.5	3,479.4	(21.4)
Metano y derivados	5,956.0	6,562.6	6,059.9	5,964.0	5,290.3	(11.3)
Propileno y derivados	1,467.1	1,134.8	1,212.1	1,602.6	1,156.5	(27.8)
Otros ⁽³⁾	503.9	139.1	45.9	91.4	116.2	27.1
Total	\$28,853.7	\$27,761.0	\$26,525.3	\$28,293.8	\$25,691.5	(9.2)

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

(1) Excluye al IVA.

(2) Las cifras se presentan en pesos nominales.

(3) Incluye gas nafta.

Fuente: PEMEX BDI.

Coinversión (Joint Venture) con Mexichem S.A.B. de C.V.

En septiembre de 2013, PPQ concretó una alianza con Mexichem S.A.B. de C.V. (Mexichem), a través de una inversión en Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. (PMV), una sociedad mexicana creada por Mexichem en 2011. En relación a esta coinversión, PEMEX incrementó su inversión en PPQ Cadena Productiva, S.L. por \$2,993.5 millones, que permitieron a esta Compañía Subsidiaria adquirir 44.09% de PVC y las plantas de etileno y monómero de cloruro de vinilo y la infraestructura relacionada del complejo petroquímico Pajaritos fueron aportados por PMV. Esta aportación, junto con la planta sosa caustica y cloro aportada por Mexichem, permitió la integración de la cadena productiva de sosa cáustica: sal-cloro-sosa-etileno-monómero de cloruro de vinilo, que ha permitido eficientar las operaciones y reducir los costos de manufactura. Las plantas relacionadas con este proyecto comenzaron operaciones el 12 de septiembre de 2013. El personal que opera las plantas enajenadas es proporcionado por PEMEX en forma exclusiva, y por lo cual, PMV paga una contraprestación a PEMEX. De la misma forma, el personal que opera la planta de cloro-sosa-caustica es de Mexichem, y PMV también paga una contraprestación por dicho personal.

En octubre de 2013, PGPB inició el suministro de etano a PMV conforme a un contrato de largo plazo aprobado por la CRE. Durante 2015 el segmento de petroquímica suministró 8.8 Mbd de etano a PMV, un incremento de 51.4% comparado con 5.8 Mbd en 2014.

Productora de fertilizantes

Durante 2015, la producción de amoniaco disminuyó 35.0% de 845.5 toneladas en 2014 a 549.6 toneladas en 2015, debido principalmente a una reducción en el suministro de gas natural y problemas operativos.

El 16 de enero de 2014, P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., una Compañía Subsidiaria de PEMEX, firmó un contrato, a través de una de sus subsidiarias, para comprar los activos existentes de Agro Nitrogenados, S.A. de C.V., un subsidiaria de Minera del Norte, S.A. de C.V., incluyendo una instalación productora de fertilizantes fuera de operación, en Pajaritos, Veracruz, México, por un precio de compra de EUA\$275 millones que fue posteriormente modificado a EUA\$273 millones. Al 31 de marzo de 2016, PEMEX ha completado la evaluación de integridad mecánica, establecido las órdenes de compra del equipo necesario y empezará a celebrar los contratos respectivos. La renovación de esta instalación involucrará operaciones del equipo mecánico, rotativo y estático, la construcción de una estación de compresión de dióxido de carbono así como otros proyectos complementarios. PEMEX espera empezar a producir en el primer trimestre de 2017, y tener una capacidad de producción anual de más de 990,000 toneladas de urea.

(vi) Etileno

El segmento de etileno opera a través de la Entidad Subsidiaria PE, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de agosto de 2015. PE asumió la línea de negocio de etileno de PPQ a fin de aprovechar las ventajas de la integración de la cadena de producción de etileno.

Como se describió anteriormente, para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015, PEMEX ha presentado los resultados operativos para el segmento de etileno junto con los resultados del segmento de petroquímica y fertilizantes; para revisar los resultados operativos de este segmento, ver 2)b)A.(v).— “Petroquímica”. Los resultados de operación para estos segmentos serán presentados por separado para los periodos que inicia el 1 de enero de 2016. Para mayor información de la reorganización corporativa y los nuevos segmentos de operación ver 2)a).— “Historia y desarrollo de la Emisora” – “Reorganización Corporativa”. Para descripción detallada de los resultados financieros por cada segmento, ver los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en el Reporte Anual.

Los objetivos de PE son:

1. Destacar la comercialización de productos y servicios en los mercados de destino principalmente a través de las dos estrategias: i) como un proveedor de confianza, para adoptar prácticas comerciales competitivas, para mantener los mercados de destino y abandonar los mercados no rentables, y ii) para evaluar las alianzas estratégicas alternativas y esquemas de asociación y para aumentar la rentabilidad de los procesos petroquímicos.

2. Simplificación de las actividades y operaciones de la cadena de valor de PE a través de las mejores prácticas de operación y mantenimiento.

Inversiones

El segmento de etileno invirtió \$1,869 millones en 2015 que fueron asignados entre los siguientes proyectos: \$402.4 millones para la ampliación y modernización de la cadena de derivados del etano I en el complejo petroquímico Morelos, con el fin de incrementar, con el tiempo la producción de óxido de etileno de 225 miles de toneladas por año a 360 miles de toneladas por año; \$276.6 millones para la modernización y optimización de la infraestructura de servicios auxiliares I del complejo petroquímico Cangrejera; \$113.5 millones para seguridad y protección ambiental en el complejo petroquímico Morelos; \$112.3 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de polietileno de baja densidad del complejo petroquímico Cangrejera; \$102.2 millones para la modernización del sistema de red contraincendio del complejo petroquímico Cangrejera; \$93.5 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno del complejo petroquímico Morelos; \$87.1 millones para sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano cadena II en el complejo petroquímico Morelos; \$77.6 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de los servicios auxiliares II en el complejo petroquímico Cangrejera; \$59.1 millones para el sostenimiento de la capacidad de servicios auxiliares III en el complejo petroquímico Cangrejera; \$54.2 millones para el sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano III en el complejo petroquímico Morelos; \$48.0 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de servicios auxiliares del complejo petroquímico Morelos; y \$443.0 millones para proyectos de sustentabilidad, seguridad, modernización, optimización e infraestructura.

En 2016, el presupuesto de PE incluye \$1,786 millones en inversiones, de los cuales ha asignado: \$226.4 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de polietileno de baja densidad del complejo petroquímico Cangrejera; \$198.8 millones para la modernización y optimización de la infraestructura de servicios auxiliares I del complejo petroquímico Morelos; \$157.8 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno del complejo petroquímico Morelos; \$149.0 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta Swing del complejo petroquímico Morelos; \$123.5 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta Mitsui del complejo petroquímico Morelos; \$101.2 millones para el sostenimiento y optimización de la capacidad de producción de las terminales refrigeradas de etileno, TREEP I y II del complejo petroquímico Pajaritos; \$86.2 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de los servicios auxiliares en el complejo petroquímico Morelos; \$78.6 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de óxido de etileno del complejo petroquímico Morelos; \$75.0 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de servicios auxiliares II en el complejo petroquímico Cangrejera; y \$43.0 millones para la modernización de la red contraincendio del complejo petroquímico Cangrejera.

(vii) Fertilizantes

El segmento de fertilizantes opera a través de la Entidad Subsidiaria PF, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de agosto de 2015 y asumió los activos de fertilizantes de PPQ. Este segmento integra la cadena de producción de amoníaco hasta el punto de venta de fertilizantes.

Como se describió anteriormente, para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015, la Emisora presentó los resultados de operación para el segmento de fertilizantes junto con los resultados de los segmentos de petroquímica y etileno. Por lo tanto, para revisar los resultados de este segmento, ver 2)b)A.(v).— *“Petroquímica”*. Los resultados de operación para estos segmentos serán presentados por separado para los periodos que iniciaron el 1 de enero de 2016. Para mayor información de la reorganización corporativa y los nuevos segmentos de operación ver 2)a).— *“Historia y desarrollo de la Emisora” – “Reorganización Corporativa”*. Para descripción detallada de los resultados financieros por cada segmento, ver los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en este reporte.

Inversiones

El segmento de fertilizantes invirtió \$1,044 millones en 2015, que fueron asignados entre los siguientes proyectos: \$791.2 millones asignados a la rehabilitación de la planta de amoníaco IV integración y servicios auxiliares para el complejo petroquímico Cosoleacaque; \$100.5 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta VII de amoníaco y servicios auxiliares en el complejo petroquímico Cosoleacaque; \$97.4 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta VI de amoníaco del complejo petroquímico Cosoleacaque; y \$55.5 millones se usaron en los principales proyectos de seguridad y protección ambiental y en otros proyectos.

En 2016, el presupuesto de PF incluye \$444.0 millones en inversiones, de los cuales ha asignado \$205.4 millones asignados a la rehabilitación de la planta de amoníaco IV, integración y servicios auxiliares para el complejo petroquímico Cosoleacaque; \$104.0 millones asignados los principales proyectos de seguridad y protección ambiental en el complejo petroquímico Cosoleacaque; \$99.4 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta VII de amoníaco y servicios auxiliares en el complejo petroquímico Cosoleacaque; y \$35.0 millones para el mantenimiento de la capacidad de producción de la planta VI de amoníaco en el complejo petroquímico Cosoleacaque.

(viii) Logística

El segmento de logística opera a través de la Entidad Subsidiaria PL, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de octubre de 2015. PL da transportación marítima, terrestre y por ducto, servicios de almacenamiento y distribución a la Emisora y a otras compañías, que incluye otras Entidades Subsidiarias, CFE, Aeropuertos y Servicios Auxiliares, CENAGAS, gasolineras, distribuidores, entre otros. PL asumió las operaciones que se han desarrollado previamente por la Subdirección de Mantenimiento y Logística y la Subdirección de Distribución de Hidrocarburos de PEP, la Subdirección de Almacenamiento y Reparto de PR y la Subdirección de Ductos de PGPB. Para mayor información ver 2)b)B.— *“Canales de distribución” – “Transporte y distribución”*.

Inversiones

El segmento de logística invirtió \$9,827 millones en 2015, que fueron asignados entre los siguientes proyectos: \$574.0 millones para la evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica de los oleoductos Nuevo Teapa-Madero-Cadereyta, \$520.0 millones para la implementación del sistema SCADA en 47 sistemas de transporte por ducto, \$464.0 millones para la evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica de los poliductos, turbosinoductos, dieselductos, permiinductos, magnaductos, combustoleoductos y gasoductos en la zona centro, \$461.0 millones para la evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica del oleoducto de Poza Rica-Salamanca y oleoducto Nuevo Teapa-Tula-Salamanca; \$460.0 millones para el sostenimiento de los sistemas de seguridad, medición, control y automatización en terminales de almacenamiento y reparto, \$458.0 millones para la modernización de la flota mayor, \$403.0 millones para el transporte de gas natural de Jáltipan a la refinería de Salina Cruz, \$401.0 millones para la renovación de remolcadores, chalanes y buques multipropósito de la flota menor de PEMEX; y \$363.0 millones para la adquisición de cinco buques tanque de contado y/o por arrendamiento financiero.

En 2016, el presupuesto de PL incluye \$4,449.0 millones en inversiones, de los cuales ha asignado: \$458.0 millones para rehabilitación, modificación y modernización de las estaciones de compresión y bombeo

a nivel nacional, \$463.0 millones para el sostenimiento de los sistemas de seguridad, medición, control y automatización en terminales de almacenamiento y reparto, \$230.0 millones para la modernización de la flota mayor, \$204.0 millones para la adquisición de 5 buques tanque de contado y/o por arrendamiento financiero, \$179.0 millones para la evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica de los oleoductos Nuevo Teapa-Madero-Cadereyta, \$166.0 millones para la evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica de los poliductos y combustoleoductos en la zona Norte y Pacífico, \$152.0 millones para el mantenimiento integral de los sistemas de ductos de gas natural y gas licuado de petróleo, \$143.0 millones para la implementación del sistema SCADA en 47 sistemas de transporte por ducto, \$ 142.0 millones para la sustitución de los buques tanque Nuevo Pemex I, II, III y IV mediante adquisición y/o arrendamiento financiero, \$129.0 millones para la renovación de remolcadores, chalanes y buques multipropósito de la flota menor de PEMEX.

(ix) Cogeneración y Servicios

El segmento de cogeneración y servicios opera a través de la Entidad Subsidiaria PCS, cuyo acuerdo de creación entró en vigor el 1 de junio de 2015. PCS tiene la intención de usar el calor y el vapor generado en los procesos industriales para generar la energía eléctrica requerida por PEMEX, así como para generar excedentes de electricidad para vender a terceros en México. La Emisora y terceros, evalúan proyectos potenciales de cogeneración en instalaciones de PEMEX y de terceros.

El segmento de cogeneración y servicios está desarrollando actualmente cuatro proyectos de cogeneración a gran escala. Estos proyectos se llevarán a cabo en el CPG Cactus y en las refinerías de Tula, Cadereyta y Salina Cruz. La capacidad actual estimada para estos cuatro proyectos es 2,316 megavatios de electricidad y 3,530 toneladas por hora de vapor. PEMEX espera iniciar operaciones en los cuatro proyectos durante 2019. PEMEX también está trabajando en dos proyectos más pequeños que únicamente son para generar electricidad. En la refinería de Salina Cruz, se está trabajando en un proyecto para generar 20 megavatios de electricidad a partir del primer trimestre de 2017. También en la refinería de Salina Cruz, se tiene un proyecto en marcha para utilizar estaciones de gas natural y de calibración para producir 72 megavatios de electricidad. PEMEX prevé la primera fase de este proyecto iniciará operaciones durante el último trimestre de 2017 y generará hasta 30 megavatios.

(x) Comercio internacional

El Grupo PMI

El Grupo PMI realiza actividades de comercialización internacional de los productos de PEMEX, excepto el gas natural, el cual es comercializado directamente por el segmento de gas y petroquímica básica. El objetivo principal del Grupo PMI es ayudar a maximizar la rentabilidad y optimizar las operaciones a través del comercio internacional, facilitando el vínculo con los mercados internacionales y buscando oportunidades de negocios en la comercialización de productos elaborados o requeridos por PEMEX. El Grupo PMI lleva a cabo la venta en los mercados internacionales de petróleo crudo y productos derivados del petróleo y adquiere en los mercados internacionales aquellos que se requieren para cubrir la demanda nacional. Las ventas y compras de productos derivados del petróleo (refinados, petroquímicos y gas licuado de petróleo) en los mercados internacionales se realizan a través de PMI Trading. PMI Trading también realiza operaciones con terceros, operaciones de transporte y de administración de riesgos.

Exportaciones e importaciones

PMI compra petróleo crudo al segmento de exploración y producción de PEMEX y lo vende a sus clientes. PMI vendió un promedio de 1,172.5 Mbd de petróleo crudo en 2015, lo que representó un 51.7% del total de la producción de petróleo crudo.

Las siguientes tablas muestran la composición y precio promedio de las exportaciones de petróleo crudo para los periodos indicados:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre									
	2011		2012		2013		2014		2015	
	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)
Exportaciones de petróleo crudo										
Olmea (Gravedad API de 38°- 39°)	203	15	194	15	99	8	91	8	124	11
Istmo (Gravedad API de 32°- 33°)	99	7	99	8	103	9	134	12	194	17
Maya (Gravedad API de 21°- 22°)	1,022	76	944	75	968	81	887	78	743	63
Altamira (Gravedad API de 15.0°- 16.5°)...	14	1	19	2	20	2	27	2	28	2
Talam (Gravedad API de 15.8°).....	—	—	—	—	—	—	3	0.3	83	7
Total	<u>1,338</u>	<u>100</u>	<u>1,256</u>	<u>100</u>	<u>1,189</u>	<u>100</u>	<u>1,142</u>	<u>100</u>	<u>1,172.5</u>	100

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

La gravedad API se refiere a la gravedad específica o densidad de los productos líquidos de petróleo medidos en grados bajo la escala del Instituto Americano del Petróleo. Bajo la escala API, el petróleo con la menor gravedad específica tiene la gravedad API más alta. Además, si todas las variables se mantienen igual, cuanto mayor sea la gravedad API, mayor será el valor del petróleo crudo.

Fuente: PMI, cifras operativas al 11 de enero de 2016.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre				
	2011	2012	2013	2014	2015
	(dólares por barril)				
Precios del Petróleo Crudo					
Olmea	EUA\$109.83	EUA\$109.38	EUA\$107.92	EUA\$93.83	EUA\$51.46
Istmo	106.22	107.25	104.76	93.53	49.28
Maya	98.97	99.98	96.91	84.36	41.36
Altamira	96.60	96.29	94.35	81.35	36.19
Talam				36.74	36.69
Precio promedio ponderado de la mezcla	EUA\$101.13	EUA\$101.82	EUA\$ 98.46	EUA\$86.00	EUA\$43.29

Fuente: PMI, cifras operativas al 11 de enero de 2016.

La siguiente tabla muestra el volumen promedio de las exportaciones e importaciones de petróleo crudo, gas natural y productos derivados del petróleo para los años que se indican:

Volumen de Exportaciones e Importaciones

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015 vs. 2014
	2011	2012	2013	2014	2015	2014
	(en Mbd, excepto donde se indiquen otras unidades)					(%)
Exportaciones						
Petróleo Crudo						
Olmea	202.9	193.7	98.6	91.2	124.2	36.2
Istmo	99.3	99.4	102.7	133.7	194.0	45.1
Altamira	14.0	18.8	19.9	27.2	27.8	2.2
Maya	1,021.6	943.7	967.6	887.1	743.4	(16.2)
Talam	—	—	—	3.0	83.1	2,670.0
Total de petróleo crudo	1,337.8	1,255.5	1,188.8	1,142.3	1,172.5	2.6
Gas Natural ⁽¹⁾	1.3	0.9	3.1	4.1	2.8	(31.7)
Productos Petrolíferos	175.9	152.6	164.5	193.5	198.9	2.8
Productos Petroquímicos ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾	442.9	1,344.7	1,336.9	488.0	345.8	(29.2)
Importaciones						
Gas Natural:						
Gas Natural ⁽¹⁾	790.8	1,089.3	1,175.4	1,250.4	1,324.5	5.9
Gas Natural Licuado ⁽³⁾⁽⁴⁾	—	—	114.3	107.4	93.9	(12.6)
Total de Gas Natural	790.8	1,089.3	1,289.7	1,357.8	1,418.4	(4.5)
Productos Petrolíferos	631.9	570.9	516.2	548.5	630.1	14.9
Productos Petroquímicos ⁽²⁾⁽⁵⁾	224.9	445.1	287.8	332.7	336.1	1.0

Nota: Las cifras de volumen están sujetos a ajustes por contenido de agua.

(1) Números expresados en MMpcd.

(2) Mtm.

(3) Incluye propileno.

(4) En 2013, se inició la importación de gas natural licuado por Manzanillo.

(5) Incluye isobutano, butano y N-butano

Fuente: PMI, cifras operativas al 11 de enero de 2016 y Pemex TRI.

Las exportaciones de petróleo crudo aumentaron 2.6% en 2015, de 1,142.3 Mbd en 2014 a 1,172.5 Mbd en 2015, principalmente debido a un incremento de 45.1% en las exportaciones de petróleo crudo Istmo y a un incremento de 36.2% en las exportaciones de petróleo crudo Olmeca, las cuales fueron parcialmente compensadas por una disminución de 16.2% en las exportaciones de petróleo crudo Maya.

En 2015 se importaron 1,418.4 MMpcd de gas natural, un incremento del 4.5% respecto a los 1,357.8 MMpcd que se importaron en 2014, lo cual incluye la importación de gas natural licuado por la terminal de Manzanillo. La baja disponibilidad de gas húmedo y gas natural de los campos del segmento de exploración y producción de PEMEX ha hecho necesario el incremento de las importaciones de gas natural. Se exportaron 2.8 MMpcd de gas natural en 2015, una disminución de 33.5% comparado con las exportaciones de gas natural en 2014 de 4.1 MMpcd, principalmente como resultado de una disminución en el excedente temporal de gas natural que fue originalmente destinado para consumo nacional y posteriormente usado para exportación.

En 2015, las exportaciones de petrolíferos disminuyeron 12.0%, al pasar de 193.5 Mbd en 2014 a 170.2 Mbd en 2015, debido a una disminución de 16.0% en las ventas de combustóleo. Las importaciones de petrolíferos crecieron en un 14.9%, pasando de 548.5 Mbd en 2014 a 630.1 Mbd en 2015, debido principalmente a un incremento en la demanda nacional de gasolina y diesel. En enero de 2007, se establecieron las especificaciones de combustibles limpios para gasolina y diesel para el transporte en México. A partir de esa fecha se requiere de importaciones de diesel con contenido ultra bajo de azufre y de gasolina premium con contenido ultra bajo de azufre a fin de satisfacer la demanda nacional.

La siguiente tabla muestra el valor de las exportaciones e importaciones de petróleo crudo, gas natural y productos derivados del petróleo para los años que se indican:

Valor de Exportaciones e Importaciones ⁽¹⁾					
Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015 vs. 2014
	2011	2012	2013	2014	2015
	(en millones de dólares)				
					(%)
Exportaciones					
Olmeca.....	EUA\$ 8,133.0	EUA\$ 7,753.7	EUA\$ 3,883.9	EUA\$3,114.7	EUA\$2,333.7 (25.1)
Istmo.....	3,849.1	3,904.4	3,928.1	4,556.8	3,489.5 (23.4)
Altamira.....	492.7	661.6	683.7	806.8	367.0 (54.5)
Maya ⁽²⁾	36,904.9	34,532.6	34,218.2	27,119.4	11,221.9 (58.6)
Talam.....	—	—	—	40.4	1,112.2 2,653.0
Total de petróleo crudo ⁽³⁾	EUA\$49,379.6	EUA\$46,852.3	EUA\$42,711.7	EUA\$35,638.2	EUA\$18,524.4 (48.0)
Gas Natural	1.6	0.6	2.8	4.8	1.6 (66.7)
Productos petrolíferos.....	6,277.5	5,538.0	5,817.2	5,871.7	2,992.2 (49.0)
Productos petroquímicos.....	298.6	362.9	234.0	166.9	83.6 (49.9)
Total de gas natural y productos.....	<u>EUA\$ 6,577.7</u>	<u>EUA\$ 5,901.5</u>	<u>EUA \$6,054.0</u>	<u>EUA \$6,040.3</u>	<u>EUA \$3,077.4</u> (49.0)
Exportaciones totales.....	<u>EUA\$55,957.3</u>	<u>EUA\$52,687.7</u>	<u>EUA\$48,777.2</u>	<u>EUA\$41,895.7</u>	<u>EUA\$21,601.8</u> (48.4)
Importaciones					
Gas Natural	EUA\$ 1,272.2	EUA\$ 1,216.2	EUA\$ 1,728.7	EUA\$ 2,197.3	EUA\$1,411.1 (35.8)
Gas Natural Licuado ⁽⁴⁾	—	—	766.6	621.9	262.5 (57.8)
Total de Gas Natural.....	EUA\$ 1,272.2	EUA\$ 1,216.2	EUA\$ 2,495.3	EUA\$ 2,819.3	EUA\$1,673.6 (40.6)
Productos petrolíferos.....	28,019.1	27,272.4	23,916.8	23,553.7	17,813.4 (24.4)
Productos petroquímicos.....	277.5	526.9	322.3	373.3	318.7 (14.6)
Importaciones totales.....	<u>EUA\$29,568.9</u>	<u>EUA\$29,015.4</u>	<u>EUA\$26,734.4</u>	<u>EUA\$26,746.3</u>	<u>EUA\$19,805.7</u> (25.9)
Exportaciones Netas	<u>EUA\$26,388.5</u>	<u>EUA\$23,672.3</u>	<u>EUA\$22,042.8</u>	<u>EUA\$15,149.4</u>	<u>EUA\$ 1,796.1</u> (88.1)

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

(1) No incluye operaciones con terceros realizadas por PMI Trading y P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., de petróleo crudo, productos refinados, petroquímicos y gas licuado de petróleo fuera de México y revendido en los mercados internacionales. Las cifras expresadas en esta tabla difieren de las cantidades contenidas en los Estados Financieros Consolidados Dictaminados bajo "Ventas Netas" debido a las diferencias en la metodología relacionada con el cálculo de los tipos de cambio y otros ajustes menores.

(2) Incluye petróleo crudo Talam en 2014 y 2015.

(3) Las exportaciones de petróleo crudo están sujetas a ajuste para reflejar el porcentaje de agua en cada envío.

(4) En 2013, se inició la importación de gas natural licuado por Manzanillo.
Fuente: PMI, cifras operativas al 11 de enero de 2016 y Pemex TRI.

Durante 2015, las importaciones totales de gas natural en valor disminuyeron en 35.8%, como resultado principalmente de una disminución en los precios de gas natural, que fue parcialmente compensado por un incremento en la demanda nacional de gas natural.

La siguiente tabla describe la composición de las importaciones y exportaciones de productos refinados selectos en 2013, 2014 y 2015:

Exportaciones e Importaciones de Productos Petrolíferos Selectos

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					
	2013		2014		2015	
	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)
Exportaciones						
Gasolina ⁽¹⁾	71.8	43.6	67.6	34.7	64.6	32.5
Gas licuado de petróleo ⁽²⁾	0.2	0.1	1.3	0.7	—	—
Turbosina	1.2	0.7	—	—	—	—
Combustóleo	82.9	50.3	123.6	63.4	128.4	64.6
Otros	8.6	5.2	2.4	1.2	5.9	3.0
Total	<u>164.7</u>	<u>100.0</u>	<u>194.9</u>	<u>100.0</u>	<u>198.9</u>	<u>100.0</u>
Importaciones						
Gasolina ⁽³⁾	370.4	62.2	389.7	61.5	441.1	60.0
Combustóleo	34.1	5.7	13.0	2.1	16.9	3.0
Gas licuado de petróleo ⁽²⁾	79.5	13.3	85.0	13.4	105.2	14.3
Diesel	108.0	18.1	132.8	21.0	145.4	19.8
Otros	3.7	0.6	13.0	2.1	26.3	3.6
Total	<u>595.7</u>	<u>100.0</u>	<u>633.5</u>	<u>100.0</u>	<u>734.9</u>	<u>100.0</u>

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

(1) Incluye gasolina y mezcla de gasolina.

(2) Incluye butanos.

(3) Incluye éter de metil terbutilo (MTBE), nafta y pentanos.

Fuente: PMI, cifras operativas al 11 de enero de 2016, basadas en INCOTERMS (Términos Comerciales Internacionales) y PGPB.

Las exportaciones de productos petrolíferos decrecieron en valor un 49.0% en 2015 debido a un decremento en las ventas de combustóleo y disminución en los precios de productos petrolíferos. En 2015, las importaciones de productos petrolífero disminuyeron en valor 24.4%, y se incrementaron en volumen en 14.9%. Debido principalmente a una combinación de aumento en la demanda interna de gasolina regular, lo que dio como resultado del aumento de la producción del Sistema Nacional de Refinación de este tipo de gasolina en comparación con años anteriores y a una disminución en los precios de productos petrolíferos. Las importaciones netas de los productos petrolíferos en 2015 fueron por EUA\$14,821.2 millones, lo que representa una disminución del 16.2% en comparación con EUA\$ 17,685.1 millones en 2014.

Para los tres años que se muestran a continuación, las importaciones y exportaciones de productos petroquímicos selectos fueron los siguientes:

Exportaciones e Importaciones de Petroquímicos Selectos

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					
	2013		2014		2015	
	(Mtm)	(%)	(Mtm)	(%)	(Mtm)	(%)
Exportaciones						
Azufre.....	473.7	35.4	335.6	68.8	282.7	81.8
Amoniaco	39.0	2.9	—	—	—	—
Etileno	6.1	0.5	15.6	3.2	1.5	0.4
Polietilenos.....	29.8	2.2	23.9	4.9	10.9	3.2
Otros	788.4	59.0	112.9	23.1	50.7	14.7
Total	<u>1,336.9</u>	<u>100.0</u>	<u>488.0</u>	<u>100.0</u>	<u>345.8</u>	100.0
Importaciones						
Isobutano-butano-hexano 1....	199.7	69.4	228.7	68.7	190.0	56.5
Metanol	35.1	12.2	50.1	15.1	30.0	8.9
Xilenos	18.0	6.3	3.0	0.9	3.0	0.9
Tolueno	8.4	2.9	10.5	3.2	25.0	7.4
Propileno.....	—	—	—	—	—	—
Otros	26.6	9.3	40.4	12.1	41.6	12.4
Total.....	<u>287.8</u>	<u>100.0</u>	<u>332.7</u>	<u>100.0</u>	<u>336.1</u>	100.0

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

Las exportaciones incluyen propileno. Las importaciones incluyen isobutano, butano y N-butano.

Fuente: PMI, cifras operativas al 11 de enero de 2016, basadas en INCOTERMS.

En 2015, las exportaciones de productos petroquímicos disminuyeron 29.2%, al pasar de 488.0 Mtm en 2014 a 345.8 Mtm en 2015; asimismo, el volumen de las importaciones de productos petroquímicos se incrementó 1.0%, pasando de 332.7 Mtm en 2014 a 336.1 Mtm en 2015. Las exportaciones de productos petroquímicos decrecieron en 2015 debido a menores ventas de amoniaco, azufre y polietilenos. El incremento en las importaciones de productos petroquímicos en 2015, se debió a la demanda de catalizadores, y tolueno, entre otros.

Operaciones de cobertura

PMI Trading lleva a cabo operaciones de cobertura para cubrir su exposición a los precios en el comercio de productos derivados del petróleo. Las políticas y procedimientos internos de PMI Trading son establecer: 1) que los IFD se utilizan exclusivamente para mitigar la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, 2) límites al capital máximo en situación de riesgo y en la pérdida anual, diario y acumulado para cada unidad de negocio y 3) la segregación de riesgo toma y medición del riesgo. A diario se realiza el cálculo de dicho capital en riesgo con el fin de comparar la exposición real con el límite autorizado. PMI Trading tiene un subcomité de gestión de riesgos que revisa las operaciones de riesgo y de cobertura y se reúne cada trimestre. Ver 3)d)ii).— “Situación financiera, liquidez y recursos de capital” – “Administración de Riesgos Financieros” – “Riesgo de Mercado” – “Riesgos de precio de hidrocarburos”.

Gasolineras en Estados Unidos

El 3 de diciembre de 2015, la Emisora anunció su iniciativa de abrir estaciones de servicio en Estados Unidos, iniciando con cinco estaciones propiedad de terceros operadas a través del esquema de franquicias en el área de Houston, Texas. Esto como parte de su estrategia de expandir sus operaciones en Estados Unidos y generar mayor valor económico en los mercados internacionales. El abastecimiento de gasolina es a través del mercado de mayoristas de Estados Unidos y los precios de venta están sujetos a las condiciones del mercado local. A la fecha del Reporte Anual, se tienen las cinco estaciones de servicio están operando.

Importación de crudo ligero

El 28 de octubre de 2015 el Gobierno de los Estados Unidos otorgó una licencia de un año que le permitía a la Emisora importar hasta 75 Mbd de petróleo crudo y/o condensados de los Estados Unidos a cambio de enviar un monto equivalente de petróleo crudo pesado mexicano a refinerías en la costa norte del Golfo de México. Sin embargo, el 18 de diciembre de 2015, el Gobierno de Estados Unidos levantó la prohibición que tenía para exportar crudo, por lo que la licencia ya no fue necesaria. Actualmente la Emisora está trabajando en cambios a la infraestructura de tanques y ductos para poder importar el crudo ligero, pero

las importaciones dependerán de las necesidades futuras para incrementar los márgenes de producción y mejorar la producción de gasolinas y diesel al procesar mayores volúmenes de crudo ligero en el sistema nacional de refinación y las oportunidades que otorguen los mercados internacionales. A la fecha de este Reporte Anual, no se han efectuado importaciones de crudo ligero de los Estados Unidos.

PMI Trading vende y compra productos refinados y petroquímicos, aplicando las reglas oficiales de la Cámara de Comercio Internacional para la interpretación de términos comerciales (INCOTERMS).

B. Canales de distribución

Transporte y distribución

Durante 2015, se transportaron 64,825 millones de toneladas/kilómetros de petróleo crudo y productos petrolíferos, una disminución de 11.4% en comparación con 2014, debido a una menor disponibilidad de petróleo crudo del segmento de exploración y producción, menor procesamiento de petróleo crudo en las refinerías y al mercado ilícito de combustibles que ocasionó cierres temporales de algunos ductos. Durante 2015 se transportaron aproximadamente 5,142 MMpcd de gas natural, 174 Mbd de gas licuado del petróleo y 3,181 Mbd de petróleo crudo y petrolíferos para ser procesados en el sistema de refinación y para satisfacer la demanda interna, mientras que en 2014, se transportaron aproximadamente 4,819 MMpcd de gas natural, 289 Mbd de gas licuado del petróleo y 3,330 Mbd de petróleo crudo y petrolíferos. De la cantidad total de petróleo crudo y petrolíferos que se transportaron en 2015, el 60.5% se transportó por ductos, el 25.7% por buquestanque y el 13.8% restante a través de carrostanque y autostanque.

Los ductos conectan centros de producción de petróleo crudo y gas natural con refinerías y plantas petroquímicas, las cuales se conectan con las principales ciudades de México. A finales de 2015 la red de ductos medía aproximadamente 26,574 kilómetros, de los cuales 25,819 kilómetros están actualmente en operación y 755 kilómetros están fuera de operación en forma temporal. Los ductos están fuera de operación en forma temporal cuando hay una declinación en la producción de un campo en donde se encuentra ubicado el ducto o cuando el servicio de transporte es irregular lo que hace que su operación no sea costeable. Una vez que la producción se restablece en ese campo, se cambia su estado y está en operación. A la fecha del Reporte Anual, se están analizando los 755 kilómetros de ductos temporalmente fuera de operación para determinar la forma en que se pueden utilizar en el futuro.

Aproximadamente, 5,259 kilómetros de ductos actualmente en operación transportan petróleo crudo, 8,582 kilómetros de ductos transportan productos petrolíferos y productos petroquímicos, 9,168 kilómetros de ductos transportan gas natural, 1,583 kilómetros de ductos transportan gas licuado de petróleo, 1,982 kilómetros de ductos transportan productos petroquímicos básicos y secundarios. Al 31 de diciembre de 2015, PL es el propietario de estos ductos. El 1 de enero de 2016, los 9,168 kilómetros de ductos para transportación de gas natural fueron transferidos al CENAGAS ver 2)b)A.(iv).— “Gas y petroquímica básica” y la Nota 9 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en este reporte.

PEMEX trabaja en la implementación del Plan de Administración de Integridad en Ductos, que permite mantener una documentación detallada desde la etapa de su diseño hasta las condiciones actuales en que se encuentran para optimizar las inversiones enfocadas al mantenimiento.

El Plan de Administración de Integridad en Ductos se basa en la NOM-027, así como en los estándares API RP 1160 para hidrocarburos líquidos, y ASME B31.8S para gas, y contempla las siguientes etapas:

- integración de información y bases de datos;
- categorización e identificación de amenazas para la integridad, seguridad y operación de los ductos;
- definición de Zonas de Alta Consecuencia (ZAC);
- evaluación de riesgo, confiabilidad e integridad de los ductos;
- planeación y programación de mantenimiento y mitigación de riesgo; y
- monitoreo a lo largo del ciclo

PEMEX ha hecho un esfuerzo considerable para cumplir con los requerimientos de la NOM-027 sobre valoración de riesgos y evaluación de la integridad de los ductos. Específicamente, al 31 de diciembre de 2015, PEMEX ha analizado el 100% de la longitud total de su red de ductos. Asimismo, se han implementado varias medidas relacionadas con otras etapas del plan de administración de integridad de ductos de recolección, incluyendo la recopilación de información para la conformación de bases de datos de los ductos conforme a esta norma.

Asimismo, aún y cuando se cuenta con una estrategia enfocada a la administración de la integridad y operación de los sistemas de ductos de transporte, en 2015 se tuvieron 64 incidentes con pérdida de contención. El total de incidentes en 2015 representó un incremento de 39% respecto a 2014 que tuvo un total de 46. De los 64 incidentes en ductos de transporte, 34 se debieron a fallas de integridad mecánica, 15 debido a incidentes de terceros y 15 por otros factores.

La transportación de petróleo crudo, gas natural y otros productos a través de la red de ductos está sujeta a varios riesgos, incluyendo riesgos de fuga y derrames, explosiones y robos. En 2015 PEMEX gastó un total de \$4,134 millones para la rehabilitación y mantenimiento de la red de ductos. En 2016 se presupuestaron \$1,581 millones. Ver 1)c).— *“Factores de riesgo relacionados con las operaciones de PEMEX” – “PEMEX es una compañía de petróleo y gas que está expuesta a riesgos de producción, equipo y transporte así como de sabotaje, terrorismo y actos criminales” y – “2)b)G. - “Pasivos ambientales”.*

Desarrollo de la Flota

A fines de 2015, PEMEX tenía 16 buquestanque y arrendaba uno. Asimismo, se tienen 13 remolcadores, 1,485 autostanque y 525 carrostanque. además de contar con 76 terminales de almacenamiento y reparto, 12 terminales de gas licuado, cinco terminales marítimas y diez residencias de operación marítima portuaria. Estas instalaciones, en conjunto con los sistemas de ductos, conforman la infraestructura de transporte y distribución de hidrocarburos de PEMEX.

Actualmente, la flota de PEMEX incluye 17 buques de los cuales posee 16 y uno es de arrendamiento, con una capacidad de transportar 5,069 mil barriles. El 64.5% se encuentra en la costa del Océano Pacífico y el 35.5% en el Golfo de México. El 80.1% de la capacidad en el Golfo de México, se utiliza para el transporte de destilados y el 19.9% se utiliza para el transporte de combustóleo y diesel pesado. En el caso del Golfo de México, el 98.1% de la capacidad de transporte de los barcos se utilizan para destilados y 1.9% para el combustóleo y diesel pesado.

La Emisora está en proceso de implementar un plan para renovar y modernizar la flota. Este plan es parte de una estrategia para mejorar la eficiencia de la flota y cumplir con los estándares de seguridad y ambientales. En 2011 PEMEX adquirió cinco buquestanque por aproximadamente EUA\$184 millones. En 2012 se adquirió un buquestanque por aproximadamente EUA\$38.3 millones. Estos buquestanque están bajo el esquema de arrendamiento financiero con opción de compra y actualmente están en operación. Durante 2013 se adquirieron cuatro buquestanque adicionales por aproximadamente EUA\$34.5 millones cada uno. En 2014, se adquirieron dos buquestanque por aproximadamente EUA\$37.8 millones cada uno. PEMEX no adquirió tanques adicionales durante 2015. En los próximos años PEMEX continuará con su programa de renovación de la flota en función de la proyección de la demanda de productos petrolíferos

El 25 de julio de 2013, como parte de un plan para modernizar la flota, la Emisora firmó un acuerdo con la Secretaría de Marina-Armada de México para la construcción de 22 embarcaciones para PR, que incluye 16 remolcadores, tres chalanes y tres buques abastecedores multipropósito especializadas. Esta transacción se estima en aproximadamente EUA\$250 millones. Pemex TRI le proporciona a la Secretaría de Marina-Armada de México las especificaciones técnicas de los barcos y PL supervisará su construcción. Durante 2014, se inició la construcción de estas embarcaciones y dos remolcadores se entregaron en 2015 para operar en la terminal marítima de Pajaritos, mientras que el resto de las embarcaciones se espera sean entregadas durante 2016 y 2017.

El 26 de noviembre de 2013, P.M.I. Holdings B.V., una Compañía Subsidiaria de PEMEX, firmó un contrato de inversión para la compra de 51% de la tenencia accionaria del astillero español Hijos de J. Barreras, S.A. El 16 de diciembre de 2013 P.M.I. Holdings B.V., asumió formalmente el control de dicho astillero. La firma de este contrato permitirá la transferencia de tecnología y capacidades a México de la construcción de buques especializados y continuar con la modernización de la flota de PEMEX. En febrero de 2014, inició la construcción de un buque para alojamiento, con capacidad para aproximadamente 715 personas. Su construcción se terminará en julio de 2016.

C. Patentes, licencias, marcas y otros contratos

Signos distintivos en México

Actualmente en México, la Emisora tiene registradas 55 marcas ante el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial. Asimismo, PEMEX tiene 406 registros de obra ante el Instituto Nacional del Derecho de Autor, de los cuales, a la fecha, la Emisora tiene 393 registros de obra, PPQ tiene tres registros de obra; PEP tiene siete registros de obra y PR cuenta con tres registros de obra. PEMEX cuenta con dos reservas de derechos y con 29 Internacional Serial Book Numbers (ISBN). Las marcas tienen una vigencia de diez años contados a partir de la fecha de registro, renovables, mientras que las reservas de derechos al uso exclusivo tienen una duración de un año, renovable. Los derechos patrimoniales relacionados con los registros de obra continuarán vigentes durante la vida del autor y hasta 100 años después de su muerte. Los registros de ISBN no tienen vigencia.

Signos distintivos en el extranjero

A la fecha del Reporte Anual, la Emisora cuenta con cuatro marcas registradas en Belice, tres marcas registradas en Ecuador, una marca registrada en Beirut y cuatro marcas registradas en el resto de la Unión Europea. Asimismo, se tiene un total de 55 registros marcarios en las clases internacionales 3, 4 y 40 distribuidos en: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Argentina, Bolivia, Chile, China, Colombia, Corea de Sur, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, E.U.A., Guatemala, Indonesia, Irak, Japón, Kuwait, Perú, Qatar, República Dominicana, Rusia, Taiwán, Turquía, Unión Europea, Venezuela, Costa Rica, Guatemala, Honduras, Panamá, El Salvador y Nicaragua. Los registros marcarios tienen una vigencia de 10 años renovables.

Importancia del registro de signos distintivos

La función principal de los signos distintivos, entre los que se encuentran las marcas y avisos comerciales, es servir como elemento de identificación. Para PEMEX, así como para cualquier otro comercializador de productos, el desarrollo y registro de signos distintivos utilizados en sus actividades de comercialización le ha permitido distinguir sus productos y/o servicios y, desde el punto de vista del consumidor, la marca constituye una garantía para obtener la clase y la calidad de mercancías y/o servicios que desea. La protección jurídica de los signos distintivos tiene como función estimular la mejora en los procesos de producción y formas de comercialización para reforzar la competitividad y obtener un mayor beneficio económico, sin que la oferta de productos se vea afectada negativamente por la copia o imitación no autorizada de los signos distintivos de dichos productos. Finalmente, los signos distintivos pueden llegar a jugar un papel relevante en relación con el posicionamiento de los productos y/o servicios en el mercado.

La marca, a su vez, permite enriquecer la relación del consumidor con los productos y/o servicios que ofrece el comercializador, al dotarlos de valores distintivos que refuerzan la estabilidad de esta relación de confianza con el consumidor comprometiendo la reputación de sus titulares y ofreciendo la garantía de una calidad constante. La reputación y prestigio de una marca garantiza la preferencia de un segmento del público consumidor por un cierto producto y/o servicio y, como consecuencia de ello, la marca, como signo distintivo, se convierte en un elemento independiente propio, que inclusive puede llegar a ser el activo de mayor valía de una empresa.

La mayoría de las marcas y diseños más representativos de PEMEX, tales como (i) Pemex y diseño, (ii) Pemex diseño y gota, (iii) Charrito Pemex, (iv) Pemex Premium, (v) Pemex Magna, (vi) Pemex Diesel, (vii) Pemex Red, (viii) Pemex Net, (ix) Petromax y (x) Pemex Turbosina, entre otras, son marcas registradas de la Emisora en México y en algunos países de América Latina y Europa.

Algunas de las marcas con mayor relevancia en los países de Centroamérica son: (i) Pemex y Diseño, (ii) Pemex Cualli, (iii) Charrito Pemex, (iv) Pemex Premium, (v) Pemex Magna y (vi) Pemex Diesel.

Franquicias

Al 31 de diciembre de 2015 la red de estaciones de servicio de PEMEX estaba integrada por 11,210 estaciones de venta al público y 298 estaciones de autoconsumo. Son propiedad de Pemex TRI 47 de las estaciones de servicio. La duración de los contratos de franquicia es de 15 años. Los contratos de franquicia que vencen pueden prorrogarse por un plazo de cinco años.

En cumplimiento a las Disposiciones Administrativas a las que deberán sujetarse Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios para la realización de ventas de primera mano publicadas el 12 de abril de 2010, en el Diario Oficial de la Federación, al 31 de diciembre de 2015, se han suscrito 11,462 contratos de franquicia e igual número de contratos de venta de primera mano con lo cual el 99.8% de las estaciones de servicio se encuentran incorporadas a dicho esquema.

Asuntos Corporativos

Adicionalmente a las actividades operativas que PEMEX lleva a cabo a través de las Entidades Subsidiarias y las Compañías Subsidiarias, la Emisora realiza diversas operaciones corporativas centralizadas para coordinar asuntos financieros, laborales, legales así como temas relacionados con la seguridad y la contratación de seguros, entre otros.

Seguridad Industrial y Protección Ambiental

La Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de la Emisora es responsable de planear y alinear los programas para:

- fomentar una cultura de seguridad y protección del medio ambiente;
- mejorar la seguridad de los trabajadores e instalaciones de PEMEX;
- reducir los riesgos a los residentes de las comunidades aledañas a las instalaciones de PEMEX;
- proteger el medio ambiente; y
- reducir las emisiones de gases de efecto invernadero e identificar los riesgos asociados con el cambio climático en México a fin de desarrollar estrategias que minimicen el impacto del cambio climático en las operaciones de PEMEX.

PEMEX pretende desarrollar aún más la seguridad industrial y los programas ambientales en cada Entidad Subsidiaria. Las áreas de seguridad industrial y protección al medio ambiente de cada Entidad Subsidiaria se coordinan estrechamente con la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de la Emisora.

Contratos de seguros

PEMEX mantiene coberturas de seguro de daños y responsabilidad civil respecto de sus propiedades, tales como son las refinerías, plantas petroquímicas y centros de procesamiento y distribución de gas, ductos y terminales de almacenamiento, así como de todas las instalaciones marítimas, tales como plataformas de perforación, maquinaria y equipo de perforación, sistemas de recolección de gas, al igual que para la flota de embarcaciones para el transporte de productos y apoyo de operaciones marítimas.

Los seguros contratados cubren riesgos por destrucción accidental y repentina, incluidos los ocasionados por actos de terrorismo y sabotaje, así como cobertura para los ductos, almacenes y pozos y el producto empacado, los costos extraordinarios relacionados con la operación de pozos, tales como costos para hacer frente al descontrol de pozos y la re-perforación, gastos de evacuación y los costos por la responsabilidad asociada con derrames. PEMEX también mantiene suficientes coberturas de responsabilidad civil general que cubren riesgos de responsabilidades ambientales. Asimismo, se cuenta con seguros de protección e indemnización para la flota de embarcaciones, seguro de vida para los empleados, seguro para automóviles y equipo pesado, seguros para actividades de perforación en aguas profundas y seguros contra todo riesgo en la construcción.

PEMEX contrata todas las pólizas de seguros con aseguradoras mexicanas. La póliza integral tiene límites de EUA\$1.8 mil millones para las propiedades ubicadas en tierra y de EUA\$1.3 mil millones para las instalaciones en mar, EUA\$300 millones para costos extraordinarios relacionados con la operación de pozos marinos, EUA\$1.0 mil millones para responsabilidades asociadas con la operación de embarcaciones, EUA\$1.1 mil millones para responsabilidad civil, EUA\$500 millones para actos terroristas en instalaciones marítimas y EUA\$500 millones para actos terroristas en instalaciones ubicadas en tierra. Los límites de las pólizas de seguros adquiridos para cada categoría de riesgo son determinados utilizando estudios profesionales sobre evaluaciones de administración de riesgos llevadas a cabo por empresas internacionales en forma anual, así como la capacidad disponible en el mercado dependiendo el tipo de riesgo.

Desde junio de 2003 PEMEX ha dejado de contar con el seguro de interrupción de negocios, que en el pasado compensó la pérdida de ingresos derivados de daños ocasionados a las instalaciones de la Emisora. Lo anterior debido a lo siguiente: la naturaleza y el funcionamiento de dichas instalaciones, como la capacidad de cualquiera de las seis refinerías para compensar la pérdida de alguna de ellas y la separación física de las plantas dentro de dichas refinerías; y el exceso de la capacidad disponible de procesamiento a través de las diferentes líneas de negocio frente a la limitada cobertura disponible en los mercados internacionales de reaseguro. Por lo anterior, PEMEX consideró que los beneficios de este tipo de cobertura eran poco atractivos comparados con los costos. En sustitución a este seguro, se tiene contratada una cobertura de mitigación de interrupción de negocios a la medida, con la finalidad de apoyar en los gastos extraordinarios incurridos para recuperar la producción en el menor tiempo posible.

Durante 2015, PEMEX siguió participando en las actividades de exploración y perforación en aguas profundas que fueron cubiertas por el programa de seguro existente. En agosto de 2012, PEMEX contrató una póliza de seguros para incrementar la capacidad disponible de las coberturas de daño físico, responsabilidad civil y gastos relacionados con el control de pozos. Bajo esta póliza, PEMEX mantiene coberturas para cada pozo perforado en aguas profundas, cuyos límites fueron determinados conforme al perfil de riesgo de cada pozo. La póliza cuenta con un límite de EUA\$3.3 mil millones, incluyendo EUA\$1.1 mil millones cubren responsabilidades a terceros, EUA\$900 millones para daños a la propiedad y EUA\$1.3 mil millones para descontrol de pozos, el cual representa el importe máximo de cobertura colocado en el mercado de reaseguro internacional. Esta póliza también contempla cobertura adicional para responsabilidades ambientales y actividades de remediación relacionadas con exploración y perforación en aguas profundas.

Todas las pólizas de seguros son reaseguradas a través de Kot Insurance Company, AG ("Kot AG"), Compañía Subsidiaria de reaseguro de PEMEX incorporada en 1993 constituida bajo las leyes suizas desde 2004 (originalmente constituida bajo las leyes de Bermuda como Kot Insurance Company, Ltd.), que se utiliza como una herramienta de administración de riesgos para estructurar y distribuir los riesgos en los mercados internacionales de reaseguro. El objeto de Kot AG es reasegurar las pólizas de las aseguradoras legalmente establecidas en México que aseguren riesgos de PEMEX y sus empresas filiales, con el fin de mantener el control sobre el costo y la calidad de los seguros que cubren los riesgos de PEMEX.

Kot AG reasegura aproximadamente el 99% de sus pólizas de reaseguro con terceros no afiliados y mantiene estándares satisfactorios de capitalización y solvencia para hacer frente a los riesgos retenidos de acuerdo con la legislación suiza en la materia. En consideración de sus propias políticas internas y de su calificación crediticia actual, Kot AG mantiene un cuidadoso control sobre el riesgo crediticio de sus contrapartes y monitorea, en forma permanente, el desempeño financiero de los terceros a los que les ha cedido algún riesgo. Al 31 de diciembre de 2015, la retención de riesgo neta de Kot AG tiene un techo de EUA\$105 millones, de los cuales EUA\$100 millones son para propiedades y responsabilidad, y la cual se diversifica a través de diferentes coberturas de reaseguro para mitigar potenciales factores conjuntos.

Inversiones en Repsol

Hasta el 3 de junio de 2014, la Emisora tenía una posición sintética larga (tenencia) sobre 67,969,767 acciones de Repsol S.A. (Repsol). El 4 de junio de 2014 la Emisora anunció la venta de 104,057,057 acciones de Repsol (las 67,969,767 que se tenían con la posición sintética y las 36,087,290 acciones de Repsol propiedad de P.M.I. Holdings, B.V.), representando 7.86% del capital social de Repsol, a un precio de 20.10 euros por acción. Derivado de esta venta, se reconoció en los resultados del período una pérdida de \$215.1 millones. Al 31 de diciembre de 2015 y al 29 de abril de 2016, la parte de derechos económicos y de voto de la Emisora en Repsol fue de 1.48% y 1.50%, respectivamente. Ver 3)d)ii).— "*Situación financiera, liquidez y recursos de capital*" – "*Administración de Riesgos Financieros*" – "*Instrumentos contratados con propósitos de negociación*" para una descripción más amplia de esta posición.

El 7 de mayo de 2012, el Gobierno de la República de Argentina emitió una ley que establece la expropiación del 51% de las acciones clase "D" de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, S.A., de las que es propietario, de manera directa o indirecta, Repsol. El 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de Repsol aprobó la celebración del convenio con el Gobierno de la República de Argentina, en el cual la República de Argentina se compromete a pagar la cantidad de EUA\$5 mil millones en la forma de bonos del Gobierno de la República de Argentina, por concepto de compensación por la expropiación de la participación social de Repsol en Yacimientos Petrolíferos Fiscales, S.A. A fin de que dicho contrato se ejecute se tendrá que contar con la aprobación de la Asamblea de Accionistas de Repsol y por ambas Cámaras del Congreso de la República de Argentina. El 27 de marzo de 2014, el Senado de la República de Argentina votó a favor

de la firma del convenio. El 28 de marzo de 2014, la Asamblea de Accionistas de Repsol ratificó el convenio. La Cámara de Diputados de la República de Argentina aprobó el convenio el 24 de abril 2014, entrando en vigor el mismo día.

El 19 de junio de 2012, Repsol aprobó un programa de dividendos. Bajo este programa, los accionistas de Repsol tenían la opción de recibir su parte proporcional del dividendo declarado en la Asamblea anual, ya fuera en la forma de nuevas acciones de Repsol o en efectivo. El 29 de junio de 2012 la Emisora optó por recibir sus dividendos en efectivo, mismos que recibió el 13 de julio de 2012, mientras que el 9 de julio de 2012, P.M.I. Holdings, B.V. recibió sus dividendos en la forma de 2,600,191 nuevas acciones de Repsol. Como parte del mismo programa, el 21 de enero y el 16 de julio de 2013, P.M.I. Holdings, B.V. optó por recibir dividendos en la forma de 1,683,322 y 1,506,130 nuevas acciones de Repsol, respectivamente; y durante 2014, P.M.I. Holdings, B.V. optó por recibir dividendos en la forma de 1,451,455 y 488,923 nuevas acciones de Repsol, el 17 de enero y el 16 de julio respectivamente. Además, P.M.I. Holdings, B.V. recibió un dividendo neto extraordinario pagado en efectivo por Repsol en junio de 2014 por 15.1 millones de euros.

El 9 de agosto de 2013, PEMEX monetizó 9,289,968 acciones de Repsol y reconoció en los resultados del ejercicio una utilidad de \$278.8 millones. En la misma fecha PEMEX suscribió un “equity swap” de acciones por el mismo número de acciones por un valor nominal de \$2,869.9 millones, conservando los derechos económicos y de voto de dichas acciones. *Ver Nota 10 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.*

Al 31 de diciembre de 2015 PEMEX poseía un total de 20,724,331 acciones de Repsol. Como se describe en la Nota 10 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, PEMEX registró las 20,724,331 acciones de Repsol que se tienen como activos financieros disponibles para la venta por un monto de \$3,994.7 millones. Al 31 de diciembre de 2014 PEMEX poseía un total de 19,557,004 acciones de Repsol, 19,557,003 acciones por P.M.I. Holdings B.V. y una acción de PEMEX Internacional España, S.A. Como se describe en la Nota 10 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, PEMEX registró las 19,557,004 acciones de Repsol que se tienen como activos financieros disponibles para la venta por un monto de \$5,414.6 millones. El efecto de la valuación a valor razonable de la inversión se registró en otros resultados integrales dentro del patrimonio como una pérdida por \$3,206.3 millones al 31 de diciembre de 2015 y como una pérdida por \$765.4 millones al 31 de diciembre de 2014. Adicionalmente se registraron en el resultado integral al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, dividendos por un importe de \$359.9 millones, \$736.3 millones y \$914.1 millones respectivamente.

El 4 de agosto de 2015, P.M.I. Holdings, B.V. obtuvo un préstamo de EUA\$250.0 millones, a una tasa de interés de 1.79% y está garantizado con las acciones de Repsol. El préstamo vence en 2018.

Comité de Ética

El 12 de febrero de 2015, el Comité de Ética de la Emisora fue integrado con miembros de la administración de PEMEX y es presidido por el Director Corporativo de Administración y Servicios de la Emisora. El Comité de Ética tiene, entre sus objetivos, promover estrategias corporativas para generar un ambiente ético y de control que coadyuve al cumplimiento de los objetivos de PEMEX.

Convenios de colaboración

El 6 de abril de 2013, la Emisora suscribió dos memorandas de entendimiento y cooperación con China National Petroleum Corporation, la empresa de petróleo y gas estatal China y con Xinxing Cathay International Group Co. Ltd., respectivamente, a fin de establecer una agenda de cooperación futura en asuntos relacionados con actividades de exploración y producción así como relaciones de colaboración en materia técnico-científica para investigación y desarrollo en diferentes áreas.

El 9 de abril de 2013, la Emisora y Mitsui Corporation, Ltd. suscribieron un memorándum de entendimiento y cooperación para colaborar en proyectos de petróleo crudo y gas en el futuro, incluyendo entre otros, la posibilidad de desarrollar un ducto de Estados Unidos a México para importar gas natural.

El 4 de junio de 2013, la Emisora firmó un acuerdo marco de cooperación no vinculante con el Banco de Exportación e Importación de China para explorar oportunidades de financiamiento, incluidos crédito a la exportación por un monto total de hasta EUA\$1.0 mil millones. Los fondos proporcionados por estas líneas

de crédito a la exportación pueden ser utilizados para fletamento o adquisición de barcos, equipos de alta mar y productos relacionados de origen chino.

El 3 de julio de 2013, la Emisora suscribió un convenio de colaboración no comercial con Nacional Financiera, S.N.C. para, entre otras cosas, cooperar en la obtención de una línea de crédito para los proveedores nacionales de la Emisora.

El 30 de julio de 2013, la Emisora suscribió un convenio de colaboración no comercial con Ecopetrol, la compañía de petróleo y gas en Colombia para cooperar en cuestiones técnicas y científicas relativas a la exploración, producción, refinación, petroquímica y transporte.

El 16 de octubre de 2013, la Emisora firmó un memorándum de entendimiento no vinculante con el Banco de Exportación e Importación de Corea destinado a financiar una amplia gama de proyectos de PEMEX, a través de una línea de crédito de EUA\$2.0 mil millones. Los fondos previstos bajo esta línea de crédito también pueden ser utilizados por las empresas que prestan servicios a la Emisora.

El 10 de abril de 2014, la Emisora firmó un memorándum de entendimiento con TOTAL, una compañía francesa, con el objetivo de impulsar la colaboración tecnológica y el intercambio de experiencias y prácticas en actividades relacionadas con exploración y producción, información científica, administrativa y técnica, así como al desarrollo de la sustentabilidad del sector energético.

El 10 de abril de 2014, la Emisora firmó un memorándum de entendimiento con GDF Suez, una compañía francesa, con el objetivo de establecer bases para el desarrollo de proyectos de cooperación técnica e intercambio de conocimientos y experiencias relacionadas con la eficiencia energética, tratamiento de aguas y proyectos de gas natural, entre otros.

El 25 y 26 de septiembre de 2014 en el Congreso Mundial de Compañías Petroleras, la Emisora firmó un memorándum de entendimiento con: (1) Petronas and YPF S.A., (2) BHP Billiton y (3) Oil and Natural Gas Corporation Limited, a través del cual las partes manifestaron su intención de: (i) analizar las oportunidades de negocio en aguas profundas, campos maduros y petróleo crudo pesado y extra pesado; (ii) evaluar la infraestructura de gas natural; (iii) el intercambio de las mejores prácticas para el desarrollo sostenible, la protección del medio ambiente y actividades de exploración y producción.

El 2 de octubre de 2014, la Emisora y Exxon Mobil firmaron un memorándum de entendimiento con el objetivo de identificar oportunidades de negocio en exploración, producción y los procesos de transformación industrial con un enfoque en el desarrollo sostenible y el cuidado del medio ambiente, así como el intercambio de las mejores prácticas para el desarrollo de recursos humanos y seguridad industrial.

El 17 de octubre de 2014, la Emisora y Pacific Rubiales firmaron un memorándum de entendimiento para identificar las oportunidades de colaboración en las actividades de exploración y producción, transporte de hidrocarburos, generación de electricidad y el intercambio de las mejores prácticas para la capacitación en iniciativas de seguridad industrial y salud en el trabajo .

El 26 de octubre de 2014, la Emisora y Chevron firmaron un memorándum de entendimiento con el objetivo de establecer oportunidades para cooperación en proyectos de beneficio mutuo con relación a aguas profundas, crudo pesado y la revitalización de campos maduros, entre otros. Este memorándum de entendimiento también sienta las bases para la colaboración en relación a la producción de gas natural, refinación y la distribución de gasolina y la reducción de emisiones de dióxido de carbono.

El 29 de octubre de 2014, la Emisora, a través de PMI, y Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company firmaron un memorándum de entendimiento para compartir información técnica y comercial para la evaluación y el desarrollo de oportunidades de negocio conjuntas en exploración y producción de petróleo y gas, tanto en México como en el extranjero.

El 30 de octubre de 2014, la Emisora y Eni S.p.A., una compañía italiana de petróleo y gas, firmaron un memorándum de entendimiento para identificar oportunidades de colaboración en actividades de exploración y refinación de gas natural y producción de petroquímicos, desarrollo tecnológico, reducción de emisiones, así como el intercambio de las mejores prácticas para el desarrollo de recursos humanos.

El 13 de noviembre de 2014, la Emisora y CNOOC, una compañía de petróleo y gas de propiedad estatal de China, el China Development Bank y the Industrial and Commercial Bank of China firmaron un memorándum de entendimiento con la intención de, entre otras cosas, fomentar la cooperación entre las partes con respecto a aspectos técnicos, de recursos humanos y financieros.

El 4 de diciembre de 2014, la Emisora y Reliance Industries Limited, una compañía India de petróleo y gas, firmaron un memorándum de entendimiento para colaborar en desarrollo de nuevas tecnologías y recursos humanos. Este memorándum de entendimiento, también estableció las bases para la colaboración y la posibilidad de oportunidades conjuntas de negocio en exploración, producción, refinación y actividades industriales.

El 5 de febrero de 2015, la Emisora y el Instituto Politécnico Nacional firmaron un convenio de colaboración para el desarrollo de recursos humanos, la tecnología y la investigación, con el objetivo de promover y apoyar programas de investigación conjunta y el desarrollo de conocimientos relacionados con la industria de los hidrocarburos.

El 18 de febrero de 2015, la Emisora y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) firmaron un memorándum de entendimiento con el objetivo de beneficiarse de los conocimientos de la OCDE y de experiencias con las mejores prácticas internacionales relativas a la adquisición de bienes y servicios.

El 19 de febrero de 2015, la Emisora firmó un memorándum de entendimiento con Infraestructura Energética Nova, S.A.B de C.V. (IEnova) y Semptra LNG de la compañía energética estadounidense Semptra Energy para el potencial desarrollo conjunto de un proyecto de licuefacción de gas natural en las instalaciones de Energía Costa Azul ubicado en Ensenada, México.

El 7 de abril, de 2015, la Emisora y First Reserve firmaron un memorándum de entendimiento y cooperación para explorar nuevas oportunidades de proyectos conjuntos de energía, que proporcionarían acceso a financiamientos, así como intercambio de experiencia técnica y operativa. Este acuerdo contempla hasta EUA\$1.0 mil millones de inversiones en proyectos potenciales relacionados con una infraestructura, transporte marítimo y cogeneración de energía, entre otros.

El 12 de mayo 2015, la Emisora y Global Water Development Partners firmaron un memorándum de entendimiento con el objetivo de la creación de una sociedad para invertir en infraestructura ambientalmente sustentable de agua y tratamiento de aguas residuales para instalaciones marinas y terrestres. Esta asociación tiene por objeto financiar y llevar a cabo, proyectos sustentables para el tratamiento del agua en las operaciones de la Emisora.

El 12 de mayo 2015, PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V., una empresa filial de la Emisora, firmó un memorándum de entendimiento con Enel, S.p.A., una compañía italiana de energía renovable, y Abengoa, S.A., una compañía española de energía renovable, con la finalidad de constituir una sociedad destinada a la ejecución conjunta del proyecto de cogeneración que surtirá energía eléctrica y térmica a la refinería Antonio Dovalí Jaime de Salina Cruz, Oaxaca, así como al sistema eléctrico nacional.

El 1 de junio de 2015, la Emisora y BlackRock Inc. firmaron un memorándum de entendimiento con la finalidad de acelerar el desarrollo y el financiamiento de proyectos de infraestructura energética que sean estratégicamente prioritarios para la Emisora.

El 20 de julio de 2015, la Emisora, a través de la Dirección Corporativa de Procura y Abastecimiento, y la OCDE firmaron un acuerdo que permitirá a la Emisora adoptar las mejores prácticas internacionales en esta materia y promover la gestión eficiente y transparente en sus procesos. Se centrarán, entre otros, en el análisis de las prácticas para promover la transparencia y la integridad en las contrataciones diseño de procedimientos de procura y mitigación de riesgos de colusión.

El 22 de julio de 2015, la Emisora y la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano, a través de la Procuraduría Agraria, firmaron un convenio de colaboración con el propósito de establecer mecanismos de información, asesoría y capacitación para que los proyectos de exploración, extracción y transportación de hidrocarburos se realicen conforme al marco jurídico y en pleno respeto a los derechos de los sujetos agrarios.

El 23 de julio de 2015, la Emisora y el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, A.C. (ITESM) firmaron un convenio de colaboración con el propósito de (1) impulsar el desarrollo competitivo del sector energético en México, (2) el ITESM desarrollará proyectos de investigación científico-tecnológica y consultoría incluyendo cursos, seminarios, congresos, conferencias, simposios, exposiciones, mesas redondas y otras actividades académicas y culturales de interés común, (3) se impartirán posgrados de especialización a los trabajadores de la Emisora, y éste asesorará y supervisará el desarrollo de prácticas profesionales y servicio social de los estudiantes del ITESM.

El 28 de julio de 2015, la Emisora y Banco Santander, S.A. firmaron un convenio de colaboración. El acuerdo permitirá a los franquiciatarios de la Emisora acceder a servicios bancarios como Terminales Punto de Venta, depósitos referenciados, banca electrónica, nómina, traslado y manejo de valores.

El 9 de septiembre de 2015, la Emisora y General Electric firmaron un memorándum de entendimiento, con el objeto de formar una alianza que les permita buscar soluciones tecnológicas y de financiamiento para compresión de gas, generación de energía y producción de hidrocarburos tanto marinas como terrestres, incluyendo campos de aguas profundas.

El 7 de octubre de 2015, la Emisora, a través de su subsidiaria PCS, firmó un memorándum de entendimiento con Dominion Technologies para constituir una sociedad destinada a la ejecución conjunta de proyectos de cogeneración.

El 10 de octubre de 2015, la Emisora y el Programa de Desarrollo de Naciones Unidas en México reafirmaron su compromiso de implementar las mejores prácticas en términos de inclusión, equidad y no discriminación en los lugares de trabajo.

El 30 de noviembre de 2015, la Emisora y Global Water Development Partners acordaron asociarse para buscar invertir aproximadamente EUA\$ 800 millones en infraestructura de agua y tratamiento de aguas residuales de las instalaciones de PEMEX. Esta asociación tiene como objetivo (1) facilitar el acceso a tecnología avanzada para satisfacer las necesidades de abastecimiento y tratamiento de aguas residuales en las instalaciones de PEMEX, tanto en las zonas de producción terrestre y marinas como en refinerías y plantas petroquímicas; y (2) en el futuro, potencialmente implementar y financiar soluciones ambientalmente sustentables en la gestión del agua.

El 19 de enero de 2016, la Emisora y Mubadala Petróleo suscribieron un memorándum de entendimiento donde acordaron realizar proyectos conjuntos para explorar oportunidades en el sector energético en México, incluyendo sus actividades de exploración y producción, distribución y proyectos de infraestructura con una inversión total de aproximadamente EUA\$4.0 mil millones. Entre estos proyectos se encuentra un sistema de logística en Salina Cruz, Oaxaca, con una inversión aproximada de más de EUA\$3.0 mil millones.

El 19 de enero de 2016, la Emisora y Abu Dabi National Oil Company suscribieron un memorándum de entendimiento con el objetivo de compartir las mejores prácticas de cada una de ellas sobre las diferentes actividades de exploración y producción incluyendo exploración, desarrollo y producción en campos petroleros; mejoras en la recuperación, manejo y procesamiento de gas natural licuado; así como capacitación de recursos humanos, sustentabilidad, controles internos, transparencia, desarrollo de procesos y la seguridad cibernética.

El 19 de enero de 2016, la Emisora y Saudi Aramco suscribieron un memorándum de entendimiento para renovar y fortalecer su relación y establecer un intercambio de ideas en torno a la excelencia operativa, la sustentabilidad y la eficiencia energética, así como la innovación y el desarrollo tecnológico.

Estos acuerdos de colaboración tecnológica y científica son estrictamente no comerciales, es decir, no hay transferencia de recursos entre las partes.

D. Principales clientes

Los clientes de PEMEX se pueden clasificar en nacionales y extranjeros.

Clientes nacionales

A continuación se señalan los clientes nacionales por cada uno de los segmentos de operación correspondientes a las Entidades Subsidiarias.

Productos Refinados

El segmento de refinación comercializa una gama completa de productos refinados, incluyendo gasolina, turbosina, diesel, combustóleo y productos petroquímicos. PEMEX es uno de los pocos productores importantes de petróleo crudo en el mundo que enfrenta una demanda nacional significativa de sus productos refinados.

El mayor consumidor de combustibles en México es la CFE, la cual consumió aproximadamente el 89% de las ventas de combustóleo durante 2015, de conformidad con un contrato de suministro de combustóleo celebrado en noviembre de 1995 y que fue modificado a partir del 1 de enero de 2005. De conformidad con esta modificación, la cantidad mínima de combustóleo que PEMEX acordó suministrarle a la CFE en 2015 fue de 55,000 bpd, de acuerdo con la capacidad de suministro de PR y los requerimientos de la CFE bajo su programa de sustitución de combustóleo por gas natural. Ver 2)b)A.(iii).— “Refinación” — “Ventas en el país”.

Para el resto de los productos, la gama de clientes es muy amplia y principalmente son consumidores de combustibles del sector industrial y estaciones de servicio en donde se ofrece gasolina sin plomo, grado regular y premium, así como los distintos tipos de diesel a lo largo de todo el país. Ver 2)b)A.(iii).— “Refinación” — “Ventas en el país”.

Gas Seco

En el mercado interno los principales clientes a los que va encaminada la producción de gas seco son: (i) el sector industrial; (ii) las distribuidoras, las cuales son las encargadas de distribuir el gas al público en general y a algunos clientes del sector industrial; (iii) el sector eléctrico, (iv) el sector de autogeneración y (v) el sector de comercializadores.

Durante 2015, el consumo interno de gas seco, que es un gas natural con un contenido de metano mayor al 90.0%, totalizó 5,447 MMpcd en 2015, un decremento del 4.9% en comparación al consumo de 2014 que fue de 5,727 MMpcd. Por su parte, las Entidades Subsidiarias consumieron aproximadamente 4.04% del total del consumo nacional de gas seco, mientras que el sector industrial-distribuidor consumió el 23.5%, el sector eléctrico el 26.9%, el sector de autogeneración de electricidad el 2.9% y el sector de comercializadores el 6.3%.

Petroquímica

Pemex TRI, PE y PF enfocan sus ventas principalmente al sector industrial que requiere productos petroquímicos como materia prima básica para sus procesos. Ver 2)b)A.(iii).— “Petroquímica-Ventas en el país”. Las ventas realizadas a Pemex TRI (PR) y a PMI Trading representaron el 18% y el 2% en 2015 y el 19% y 3% en 2014, respectivamente, de las ventas netas de PPQ.

Clientes en el extranjero

Comercialización a través del Grupo PMI

El Grupo PMI realiza actividades de comercialización internacional de los productos de PEMEX, excepto el gas natural, el cual es comercializado directamente por Pemex TRI. Ver 2)b)A.(x).— “Comercio internacional”.

PMI compra petróleo crudo de PEP y posteriormente lo vende a sus clientes. En el año 2015, comercializó un promedio de 1,172.5 Mbd, lo que constituyó el 51.7% de la producción total de petróleo crudo.

Distribución geográfica de las ventas de exportación

En 2015, el 58.9% de la exportación de petróleo crudo de PMI fue a clientes localizados en los Estados Unidos, lo cual representa una disminución del 14.8% comparado con 2014. La disminución en las

exportaciones de petróleo crudo a Estados Unidos puede atribuirse principalmente a una disminución en la disponibilidad de petróleo crudo para exportación debido a la disminución de petróleo crudo.

Al 31 de diciembre de 2015, PMI tenía 36 clientes en 15 países. Entre esos países, la proporción más grande de las exportaciones de PEMEX ha sido consistentemente a clientes en Estados Unidos, España, India, Corea del Sur, Japón, Canadá y China. Desde 2009, el porcentaje de las ventas de exportación de crudo a los Estados Unidos y Canadá en comparación con el total de las ventas de exportación de petróleo crudo ha disminuido, mientras que la proporción de las ventas de exportación de crudo a países de Europa y Asia, en particular España y la India, se ha incrementado. En 2015, el 58.9% de las exportaciones de crudo fueron a los clientes ubicados en los Estados Unidos, lo que representa una disminución del 14.8% en comparación con 2014. La disminución de las exportaciones de crudo a los Estados Unidos se puede atribuir principalmente al aumento constante de la producción nacional de crudo ligero y súper ligero en los Estados Unidos, principalmente como resultado de los descubrimientos de lutitas gasíferas y avances en la tecnología que han hecho de la extracción de petróleo de lutitas gasíferas comercialmente viable. En respuesta a la creciente disponibilidad de crudo ligero en el Golfo de México y otras tendencias en desarrollo en la demanda internacional de petróleo crudo importado, se ha ampliado el alcance de la distribución geográfica y renovado la estrategia para diversificar y fortalecer la presencia de petróleo crudo mexicano en el mercado internacional. En enero de 2014, PMI comenzó a exportar petróleo crudo Olmeca a países europeos (además de España) y como parte de la iniciativa para incrementar las ventas de exportación de petróleo crudo a Asia Oriental, PMI comenzó a exportar petróleo crudo Maya e Istmo a Corea del Sur en enero de 2015.

La siguiente tabla muestra las ventas de petróleo crudo por país de destino.

Exportaciones de Petróleo Crudo por País de Destino

	Porcentaje de Exportaciones				
	2011	2012	2013	2014	2015
Estados Unidos	81.8%	76.2%	72.1%	69.4%	58.9%
España	8.3	13.2	14.4	14.2	13.8
India.....	2.8	6.0	8.2	7.0	9.1
Canadá.....	1.5	1.8	1.9	1.8	0.0
China.....	2.7	0.8	1.6	1.2	1.3
Otros.....	2.8	2.0	1.8	6.3	16.9
Total.....	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

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

Fuente: PMI, cifras operativas al 11 de enero de 2016.

La siguiente tabla muestra la distribución geográfica de las ventas al exterior de petróleo crudo de PMI desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre de 2015, así como la distribución de exportaciones por tipo de petróleo crudo:

Composición y Distribución Geográfica de las Exportaciones de Petróleo Crudo

Ejercicio que terminó el 31 de diciembre

	2011		2012		2013		2014		2015	
	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)	(Mbd)	(%)
Exportación de Petróleo Crudo por PMI:										
Estados Unidos y Canadá.....	1,116	83	980	78	879	74	813	74	691	59
Europa.....	131	10	176	14	184	15	292	15	247	21
Lejano Oriente.....	74	6	85	7	111	9	15	9	219	19
América Central y Sudamérica	18	1	14	1	15	1	23	1	15	1
Total	<u>1,338</u>	<u>100</u>	<u>1,256</u>	<u>100</u>	<u>1,189</u>	<u>100</u>	<u>1,142</u>	<u>100</u>	<u>1,172</u>	<u>100</u>
Olmea (gravedad API de 38°-39°)										
Estados Unidos y Canadá.....	192	14	184	15	90	8	35	3	41	4
Otros	11	1	9	1	8	1	56	5	83	7
Total	<u>203</u>	<u>15</u>	<u>194</u>	<u>15</u>	<u>99</u>	<u>8</u>	<u>91</u>	<u>8</u>	<u>124</u>	<u>11</u>
Istmo (gravedad API de 32°-33°)										
Estados Unidos y Canadá.....	80	6	58	5	62	5	89	8	78	7
Otros	20	1	41	3	41	3	45	4	116	10
Total	<u>100</u>	<u>7</u>	<u>99</u>	<u>8</u>	<u>103</u>	<u>9</u>	<u>134</u>	<u>12</u>	<u>194</u>	<u>17</u>
Maya (gravedad API de 21°-22°)										
Estados Unidos y Canadá.....	830	62	719	57	707	60	662	58	513	44
Otros	192	14	224	18	260	22	225	20	230	20
Total	<u>1,022</u>	<u>76</u>	<u>944</u>	<u>75</u>	<u>968</u>	<u>81</u>	<u>887</u>	<u>78</u>	<u>743</u>	<u>63</u>
Altamira (gravedad API de 15.0°-16.5°)										
Estados Unidos y Canadá.....	14	1	18	1	20	2	27	2	28	2
Otros	—	—	1	1	—	—	0.4	0.4	—	—
Total	<u>14</u>	<u>1</u>	<u>19</u>	<u>2</u>	<u>20</u>	<u>2</u>	<u>27</u>	<u>2</u>	<u>28</u>	<u>2</u>
Talam (gravedad API de 15.8°)										
Estados Unidos y Canadá.....	—	—	—	—	—	—	—	—	31	3
Otros	—	—	—	—	—	—	3	0.3	52	4
Total	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>3</u>	<u>0.3</u>	<u>83</u>	<u>7</u>

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

La gravedad API se refiere a la gravedad específica o densidad de los productos líquidos de petróleo medidos en grados bajo la escala del Instituto Americano del Petróleo. Bajo la escala API, el petróleo con la menor gravedad específica tiene la gravedad API más alta. Además, si todas las variables se mantienen iguales, cuanto mayor sea la gravedad API, mayor será el valor del petróleo crudo.

Fuente: PMI, cifras operativas al 11 de enero de 2016.

PMI vende un porcentaje importante de petróleo crudo bajo contratos de renovación automática (*evergreen*), los cuales pueden ser terminados por cualquiera de las partes a través de una notificación con tres meses de anticipación. Adicionalmente, el Grupo PMI tiene varios acuerdos con clientes internacionales, incluyendo los ubicados en Estados Unidos, Europa, India, China y Japón. PMI vende petróleo crudo bajo el estándar *Free on Board* (FOB) (en el punto de embarque).

En total, PEMEX exportó 1,172.5 Mbd en 2015. En 2016 PEMEX espera exportar aproximadamente 1.10 MMbd de petróleo crudo.

Compromisos de entrega

La Emisora comercializa petróleo crudo a través de diversos contratos los cuales especifican la entrega de cierta cantidad y calidad de petróleo crudo. A la fecha del Reporte Anual, se tienen los siguientes contratos:

- Un contrato con Pecten Trading Company, una subsidiaria de Shell Oil Company, firmado el 1 de mayo de 1999 y un contrato con P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. para abastecer a la refinería Deer Park con un total de aproximadamente 200 Mbd de petróleo crudo Maya. El volumen del contrato se modificó a 170 Mbd de petróleo crudo Maya desde mayo de 2008 a marzo de 2023 (cuando el contrato vence). Adicionalmente, PMI acordó abastecer volúmenes adicionales, dependiendo de la disponibilidad de petróleo crudo Maya. Los volúmenes adicionales son revisados periódicamente, tomando en cuenta las necesidades de la refinería, así como el suministro disponible de PMI. El 1 de enero de 2012, PMI acordó abastecer 30 Mbd adicionales de petróleo crudo Maya y, por lo tanto, el volumen total a abastecer del 1 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2013 es de 200 Mbd de petróleo crudo Maya. Durante el

periodo comprendido entre enero de 2014 al 31 de diciembre de 2016 el volumen total a suministrar se ha reducido a 170Mbd.

- Un contrato con Chevron Products Company, una división de Chevron U.S.A. Inc., que fue suscrito el 1 de mayo de 2012, para abastecer a su refinería de Pascagoula, Mississippi, con aproximadamente 95 Mbd de petróleo crudo Maya por un periodo de tres años. El 1 de mayo de 2015, se prorrogó la vigencia de este contrato por un periodo adicional de tres años sin embargo el compromiso de entrega se redujo a aproximadamente 51 Mbd de petróleo crudo Maya.
- Un contrato firmado el 1 de enero de 2014 con Valero Marketing and Supply Company, subsidiaria de Valero Energy Corp., para abastecer sus refinerías en Estados Unidos con aproximadamente 80 Mbd de petróleo crudo Maya por un período de cuatro años, con la opción de ampliarse por períodos adicionales, sujeto al acuerdo expreso de ambas partes.
- Un contrato firmado en enero de 2013 y prorrogado el 20 de octubre de 2014 con Unipet America, Inc., actuando por cuenta y orden de Unipet Asia Co., Ltd., una sucursal de China International United Petroleum & Chemicals Co., Ltd., subsidiaria de SINOPEC para la exportación de petróleo crudo mexicano a China. Al amparo de este contrato la Emisora exporta mensualmente 500 Mbd de petróleo crudo Maya hasta julio de 2016 para totalizar 22 millones de barriles durante el período acordado. Este acuerdo se limita a los propósitos específicos establecidos en los términos para las exportaciones de petróleo crudo a China. PEMEX planea extender este acuerdo por un período de dos años.
- Dos contratos con Houston Refining LP, uno firmado el 1 de enero de 2015 y otro firmado el 1 de julio de 2015. Cada contrato se compromete a abastecer con 36 Mbd de petróleo crudo Maya por un período de dos años.
- El resto de los contratos de venta a largo plazo fueron celebrados con 11 diferentes clientes y prevén la entrega total de 140 Mbd de petróleo crudo durante los próximos dos años.

PEMEX espera cumplir con la mayoría de estos compromisos de abastecimiento con reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas.

Adicionalmente a dichos convenios, PMI tiene contratos de renovación automática y contratos ocasionales con otros muchos clientes alrededor del mundo (América, Europa, India, China y Japón). Las exportaciones de petróleo crudo en 2015 fueron de 1.17 MMbd. Tomando en consideración la producción del segmento de exploración y producción, se estima que las exportaciones de petróleo crudo para 2016 sean de un nivel similar al de 2015.

La Secretaría de Energía ha celebrado ciertos acuerdos para reducir o aumentar las exportaciones de petróleo crudo según se refleja en la sección 2)b)H —“Regulaciones de comercio y acuerdos de exportación”.

E. Legislación aplicable y situación tributaria

Marco regulatorio general

La Emisora se encuentra regulada, entre otra normatividad, por la Constitución, la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley de Hidrocarburos. La Ley de Petróleos Mexicanos tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la Emisora como empresa productiva del Estado. Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, mismo que fue modificado el 9 de febrero de 2015. Este reglamento tiene por objeto regular, entre otros: el nombramiento y remoción de los miembros del Consejo de Administración de la Emisora; el conflicto de interés de dichos miembros del Consejo de Administración de la Emisora; y la evaluación de la Emisora.

El Gobierno Federal y sus dependencias regulan y supervisan las operaciones del sector energético en México. La Secretaría de Energía vigila las operaciones de la Emisora y el Secretario de Energía es el Presidente de su Consejo de Administración. Adicionalmente, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, que fue publicado como parte de la Legislación Secundaria y entró en vigor el 12 de agosto de 2014, establece, entre otros, los mecanismos de coordinación entre los órganos reguladores coordinados en materia energética, la Secretaría de Energía y otras dependencias del Gobierno

Federal. La CNH tiene la facultad de otorgar y celebrar los Contratos para la Exploración y Extracción respecto de los procesos licitatorios realizados. La CRE tiene la facultad de otorgar permisos para almacenar, transportar y distribuir petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos en México y regular la venta de primera mano de estos productos.

El 2 de diciembre de 2014, la Secretaría de Energía publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el acuerdo por el que se emite la declaratoria donde declara que se encuentra en funciones el nuevo Consejo de Administración de la Emisora y están en operación los mecanismos de fiscalización, transparencia y rendición de cuentas que prevé la Ley de Petróleos Mexicanos. Con lo anterior, el régimen especial que regula las actividades de la Emisora relacionadas con las empresas productivas subsidiarias, las empresas filiales, remuneraciones, bienes, responsabilidades administrativas, presupuesto, deuda y dividendo estatal entraron en vigor. 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. Estas disposiciones fueron modificadas con fecha 27 de enero de 2016.

De conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos, la SHCP envía anualmente la estimación preliminar de las variables macroeconómicas para el siguiente ejercicio fiscal, la cual la Emisora tomará en consideración para elaborar su proyecto de presupuesto anual consolidado. Una vez que el mismo sea aprobado por el Consejo de Administración de la Emisora, el presupuesto anual consolidado y la propuesta global de financiamientos de la Emisora y de las Entidades Subsidiarias se enviarán a la SHCP, que tiene la facultad de ajustar en su caso la meta de balance financiero y el techo de servicios personales para dicho ejercicio. El presupuesto anual consolidado, la propuesta global de financiamientos y cualquier ajuste que haya realizado la SHCP se integrarán en el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para su aprobación en la Cámara de Diputados. Sin embargo, las obligaciones constitutivas de deuda pública de la Emisora no constituyen obligaciones garantizadas por el Gobierno Federal. Al aprobar el Presupuesto de Egresos de la Federación, la Cámara de Diputados autorizará la meta de balance financiero y el techo de servicios personales de la Emisora, que posteriormente podrían ajustarse si se modifica la ley aplicable.

La ASF revisa anualmente la cuenta pública del Gobierno Federal, en la que se incluye a la Emisora y las Entidades Subsidiarias. Esta revisión tiene como propósito principal que las entidades federales cumplan con los lineamientos, disposiciones y leyes presupuestarias y contables. La ASF prepara informes de sus observaciones con base en esta revisión. Los informes están sujetos al análisis de la Emisora y las Entidades Subsidiarias y, de ser necesario, a la aclaración y explicación de cualquier asunto que surja durante las auditorías. Las discrepancias en las cantidades gastadas y observadas por la ASF pueden ser causa de responsabilidad administrativa de los funcionarios de la Emisora y las Entidades Subsidiarias; sin embargo; en la mayoría de los casos las observaciones se han explicado y aclarado en su oportunidad.

PEMEX está sujeto a leyes y regulaciones nacionales e internacionales contra la corrupción, el cohecho y el lavado de dinero así como a controles internos y lineamientos diseñados para asegurar su cumplimiento con esa normatividad.

Como entidad pública del Gobierno Federal, la Emisora está sujeta a diversas leyes en México contra la corrupción, el cohecho y el lavado de dinero. El Código Penal Federal impone diversas sanciones por delitos como el cohecho, peculado y el abuso de autoridad. La Ley Federal Anticorrupción en Contrataciones Públicas impone sanciones a las personas físicas y morales, mexicanas o extranjeras, por las infracciones en que incurran con motivo de su participación en las contrataciones públicas de carácter federal previstas en dicha Ley, así como aquéllas que se imponen a las personas físicas y morales mexicanas, por las infracciones en que incurran en las transacciones comerciales internacionales previstas en dicha ley. Adicionalmente la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos establece que los servidores públicos están obligados a desempeñar su empleo, cargo o comisión sin obtener o pretender obtener beneficios adicionales a las contraprestaciones que se le otorga por el desempeño de su función.

PEMEX también ha implementado controles internos y lineamientos diseñados para monitorear las actividades de sus trabajadores, incluyendo a su alta administración a fin de asegurar que cumplan con las leyes y demás normatividad aplicable contra la corrupción, el cohecho y el lavado de dinero. Los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales establecen los principios del sistema de control interno y los procedimientos necesarios para su implementación y evaluación. Adicionalmente, los Lineamientos para la Participación de

Testigos Sociales durante actividades de procura y abastecimiento y procedimiento de contratación de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias prevén que los testigos sociales pueden atestiguar la actividad de procura y abastecimiento o el procedimiento de contratación en que su participación haya sido requerida, con objetividad, independencia, imparcialidad, honestidad y ética.

El 27 de mayo de 2015 fue publicado, en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto mediante el cual se reformaron, adicionaron y derogaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de combate a la corrupción. Dicho Decreto establece que el Congreso de la Unión deberá aprobar las leyes que establezcan, entre otros, un sistema nacional anti-corrupción para coordinar esfuerzos entre las diferentes autoridades gubernamentales a fin de prevenir, detectar y castigar actividades corruptas y supervisar y manejar recursos públicos. A la fecha del Reporte Anual, la Cámara de Senadores se encuentra discutiendo las propuestas de estas leyes secundarias y, una vez que se aprueben, deberán ser enviadas a la Cámara de Diputados para su discusión y aprobación.

Como un emisor de instrumentos de deuda que están registrados bajo la *Securities Act of 1933* y en relación con ciertas declaraciones y obligaciones incluidas en sus contratos de financiamientos, PEMEX debe cumplir con la *U.S. Foreign Corrupt Practices Act*, la cual prohíbe a las compañías, o a cualquier persona que actúe en su representación, ofrecer o hacer pagos indebidos o proporcionar beneficios a empleados gubernamentales con el fin de obtener o mantener algún negocio. Adicionalmente, PEMEX está sujeto a otras leyes y regulaciones internacionales contra la corrupción, el cohecho y el lavado de dinero, incluyendo la ley *U.K. Bribery Act of 2010*, que prohíbe la solicitud o el acuerdo para recibir y aceptar dinero o cualquier otra dádiva por parte de un funcionario para hacer o dejar de realizar un acto relacionado con sus funciones inherentes a su cargo. Ver 1)c).— “Factores de riesgo – Factores de riesgo relacionados con las operaciones de PEMEX - PEMEX está sujeto a leyes nacionales e internacionales contra la corrupción, el cohecho y el lavado de dinero. El incumplimiento de estas leyes podría resultar en sanciones, dañar la reputación de PEMEX e impedir la obtención de autorizaciones gubernamentales esenciales para el negocio de la Entidad, que podría tener un efecto adverso en los resultados de operación y situación financiera de PEMEX”.

Legislación ambiental

PEMEX está sujeto a diversas leyes relacionadas con la protección al medio ambiente de recursos naturales, incluyendo aquellos asociados a emisiones a la atmósfera, uso de agua y descarga de aguas residuales, así como el manejo de residuos peligrosos y no peligrosos y la atención de sitios afectados. En particular, la Emisora y las Entidades Subsidiarias se encuentran sujetas a lo estipulado por la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y los reglamentos que deriven de ella, la Ley General de Cambio Climático y otras normas técnicas ambientales emitidas por la SEMARNAT. PEMEX también está sujeto a la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética así como la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Adicionalmente, la Emisora y las Entidades Subsidiarias están sujetas a las leyes y reglamentos ambientales expedidos por los gobiernos estatales de México en donde se encuentran localizadas sus instalaciones.

La SEMARNAT junto con otras autoridades federales y estatales, regula las actividades que afectan el medio ambiente. Antes de que se lleve a cabo cualquier actividad que pueda tener potenciales efectos adversos en el ambiente se requiere que PEMEX obtenga las autorizaciones correspondientes por parte de la SEMARNAT, ASEA, Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), Secretaría de Energía o Secretaría de Marina. En particular, las regulaciones ambientales se aplican a actividades de extracción del petróleo, de refinación de petróleo, petroquímicas, así como actividades de construcción de ductos para el transporte de petróleo crudo y gas natural. Antes de autorizar un nuevo proyecto, ASEA solicita la realización de una manifestación de impacto ambiental, así como cualquier otra información que pudiera requerir.

De acuerdo con la Legislación Secundaria ASEA fue constituida como un órgano desconcentrado de la SEMARNAT; con autonomía técnica y de gestión, tiene la facultad de regular y supervisar a las compañías participantes del sector hidrocarburos, a través de la expedición de normas que establezcan los estándares de seguridad, los límites de gas efecto invernadero y las regulaciones para desmantelar y abandonar activos, entre otras. De acuerdo con los reglamentos de diversas leyes ambientales publicados en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014, ASEA inició actividades el 2 de marzo de 2015. En el artículo quinto transitorio de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección Ambiental al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos señala que, en tanto no entren en vigor las disposiciones administrativas de carácter general y normas oficiales mexicanas que expida ASEA, continuarán vigentes, los lineamientos,

disposiciones técnicas y administrativas, acuerdos, criterios y normas oficiales mexicanas emitidas por la SEMARNAT, CNH y la CRE.

La normatividad ambiental específica, entre otras cosas, los niveles máximos permitidos de emisiones y los parámetros de descargas de agua. Estas regulaciones además establecen procedimientos para medir los niveles de contaminación.

En México generalmente se revisa y actualiza cada cinco años el marco normativo. PEMEX participa, junto con el Gobierno Federal, en el desarrollo de nuevas regulaciones ambientales relacionadas a las actividades de la industria de petróleo y gas. La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía fueron diseñadas para lograr que México tuviera una transición a fuentes de energía más limpias, ambientalmente amigables y renovables. El 30 de enero de 2006, la SEMARNAT emitió la norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, que establece las especificaciones de los combustibles fósiles. Con el fin de cumplir con dicha norma, actualmente se están desarrollando proyectos en las refinerías para satisfacer la demanda interna para los combustibles fósiles de bajo azufre.

El 19 de marzo de 2010, la CRE publicó la NOM-001-SECRE-2010 que especifica parámetros de calidad para la transportación, almacenamiento y distribución de gas natural. A fin de cumplir con este estándar, se implementaron procedimientos para controlar la concentración del nitrógeno en el gas natural que se procesa y se instaló el equipo necesario para monitorear la calidad el gas natural que se transporta, almacena y distribuye. Adicionalmente, en diciembre de 2011 concluyó la modificación de la planta criogénica II del CPG Ciudad Pemex y se encuentra en operación. En 2012, PEP inició la operación de tres plantas para controlar el contenido líquido en el gas natural.

Durante 2015 se trabajó en el desarrollo de la norma NOM-016-CRE-2016, en la cual se establecen las especificaciones ambientales para los combustibles fósiles. Con el fin de cumplir con dicha norma, actualmente se están desarrollando proyectos en las refinerías para los combustibles fósiles de bajo azufre. Se espera que en el cuarto trimestre de 2016 se publique, en el Diario Oficial de la Federación, dicha norma.

El 2 de febrero de 2012 la SEMARNAT emitió la modificación de la NOM-085-SEMARNAT-2011 que establece límites permisibles máximos más estrictos de emisiones a la atmósfera provenientes de fuentes fijas. En abril de 2012 esta norma fue modificada para elevar dichos estándares.

En abril de 1997, la SEMARNAT emitió un acuerdo para determinar el procedimiento para la obtención de una licencia ambiental, bajo la cual nuevos complejos industriales pueden cumplir con todos los requerimientos ambientales aplicables por medio de un solo procedimiento administrativo. Cada licencia integra todos los diferentes permisos, licencias y autorizaciones relacionadas con temas ambientales para cada instalación en particular. Desde que este acuerdo entró en vigor, PEMEX ha solicitado la obtención de licencias ambientales para cualquier nueva instalación. Las instalaciones existentes previas a la aplicación de esta regulación no están sujetas a la obligación de obtención de dicha licencia.

Otras normas que están en proceso de actualización por parte de ASEA son la NOM-149-SEMARNAT-2006, que establece las especificaciones ambientales que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas. La NOM-153-SEMARNAT-2011, establece especificaciones para la inyección de recortes de perforación en formaciones receptoras. Finalmente, la NOM-115-SEMARNAT-2003, que debe observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y ejidales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.

El 6 de enero de 1997, la SEMARNAT emitió la norma NOM-001-SEMARNAT-1996, de manera conjunta con la CONAGUA y la PROFEPA, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en cuerpos de agua nacionales.

Las autoridades federales y estatales en México están facultadas para inspeccionar cualquier instalación para determinar el cumplimiento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, así como de las leyes locales ambientales, reglamentos y regulaciones técnicas ambientales. La violación o incumplimiento de las disposiciones ambientales puede resultar en la aplicación de multas sustanciales, cierres temporales o permanentes de las instalaciones, mayores gastos de capital requeridos para minimizar el efecto de las operaciones en el ambiente, la limpieza de suelo y agua contaminada, la

cancelación de concesiones o la revocación de autorizaciones para realizar ciertas actividades y, en ciertos casos, procedimientos penales de las personas responsables.

El 28 de noviembre de 2007, la SEMARNAT emitió la NOM-148-SEMARNAT-2006, que establece los estándares para la recuperación de azufre en todas las refinerías. A la fecha del Reporte Anual, todas las refinerías de PEMEX cumplen con la NOM-148-SEMARNAT-2006. Esta norma se encuentra en proceso de revisión, destacando que se está proponiendo el requisito de la instalación de sistemas de monitoreo continuo de emisiones en las plantas de recuperación de azufre.

Debido al aumento del uso de nuevas tecnologías de perforación, es posible que las leyes ambientales de México se modifiquen para abordar estos nuevos desarrollos tecnológicos. El 11 de enero de 2011, la CNH emitió reglas y regulaciones relacionadas con las actividades de exploración y perforación en aguas profundas en el Golfo de México. Estas reglas y regulaciones, las cuales fueron promulgadas en respuesta al accidente de Deepwater Horizon el cual resultó en el derrame de petróleo en el territorio de los Estados Unidos en el Golfo de México en abril de 2010, requieren que PEMEX realice reportes periódicos sobre las medidas de seguridad en las actividades de exploración y perforación en aguas profundas y contar con procedimientos certificados por algún experto independiente. PEMEX también debe certificar que tiene disponibles seguros y otros recursos financieros adecuados para cubrir cualquier pérdida o para la atención de reclamos derivados de accidentes en aguas profundas. A la fecha del Reporte Anual, PEMEX cumple con los requerimientos para los proyectos a profundidades de 500 a 1,500 metros y con todos los requisitos regulatorios para aguas profundas emitidas principalmente por la CNH. El 20 de febrero de 2012, los gobiernos de México y Estados Unidos llegaron a un acuerdo para la regulación del desarrollo de petróleo crudo y gas a lo largo de su frontera marítima en el Golfo de México, la cual tiene el potencial para facilitar la expansión en la perforación de aguas profundas para México. Este acuerdo entró en vigor el 18 de julio de 2014, tras la aprobación de las autoridades gubernamentales de cada país. Bajo este acuerdo México mantendrá su propio sistema regulatorio.

En noviembre de 2015, la CNH publicó los lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, y donde se incluyó en el plan de desarrollo de extracción, un capítulo de los aspectos de seguridad industrial y protección ambiental. El 14 de mayo de 2012, Pemex firmó un contrato de seguridad en perforación de aguas profundas con Wild Well Control Inc., una compañía especializada en controlar derrames de petróleo crudo, lo cual ayudará a cumplir con las regulaciones de la CNH. El contrato inicial terminó el 31 de marzo de 2013, pero fue renovado nuevamente y a la fecha del Reporte Anual se encuentra actualmente vigente.

Recientemente, PEMEX ha estado produciendo gas natural proveniente de depósitos lutitas del pozo Emergente-1. A pesar de que este pozo fue inicialmente perforado por medio de fracturación hidráulica, PEMEX ha utilizado perforación horizontal para producir gas natural y, por lo tanto, se ha producido muy poca agua residual de esta actividad. Sin embargo, la perforación de pozos lutitas puede llegar a tener un gran impacto en el medio ambiente en un futuro. México actualmente no tiene ninguna regulación ambiental específica para el desarrollo de gas de lutitas. El plan para continuar perforando pozos exploratorios para la producción de petróleo y gas de lutitas en el norte de Veracruz y sur de Tamaulipas está condicionado, entre otros, a realizar un monitoreo de agua aprobado por la CONAGUA.

Cambio Climático y reducción de emisiones de dióxido de carbono

El 6 de junio de 2012 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el decreto por el que se expide la Ley General de Cambio Climático. Dicha Ley tiene por objeto regular las emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero y reducir la vulnerabilidad de la población, los ecosistemas y la infraestructura del país a los efectos adversos del cambio climático.

Con el fin de cumplir con los requisitos de la Ley General de Cambio Climático, PEMEX impulsó políticas destinadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, tales como la reducción de la quema de gas, la implementación de proyectos de reforestación y sustitución de combustóleo por gas natural. PEMEX también realiza esfuerzos para minimizar la vulnerabilidad de sus operaciones por el cambio climático.

La Ley General de Cambio Climático establece una serie de regulaciones financieras y reglas técnicas, así como herramientas para la formación estratégica, evaluación y monitoreo que forman el marco aplicable de la política pública sobre el cambio climático. La Estrategia Nacional de Cambio Climático, el

Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018 y los Programas Estatales de Acción ante el Cambio Climático representan algunas de las estrategias que han sido desarrolladas para combatir el cambio climático en México de acuerdo con esta política. Adicionalmente, la Ley General de Cambio Climático provee herramientas para analizar y monitorear las emisiones de gases de efecto invernadero incluyendo el Inventario de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos, el Inventario de Emisiones de Gases Efecto Invernadero, el Registro Nacional de Emisiones y el Sistema de Información sobre Cambio Climático. Finalmente, el Fondo para el Cambio Climático provee recursos para iniciativas relacionadas con el cambio climático, mientras que las normas oficiales mexicanas establecen las reglas relevantes en materia ambiental.

Se han identificado algunos proyectos y actividades que deben realizarse con respecto al Programa Especial para el Cambio Climático 2014-2018, incluyendo implementar proyectos de reducción de gas efecto invernadero en operaciones, mediante la eficiencia energética y operativa, la reducción de la quema de gas y el aprovechamiento eficiente de gas; un proyecto piloto para la recuperación mejorada de petróleo con inyección de dióxido de carbono, las *Nationally Appropriate Mitigation Actions* (NAMAs por sus siglas en inglés). A través de estas medidas, se busca la reducción de emisiones en 5.0 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente para 2019.

Entre las acciones de mitigación en las que PEMEX participa están:

- Implementar prácticas de eficiencia energética;
- reducir la quema de gas para disminuir las pérdidas en los procesos de extracción y en los sistemas de distribución y garantizar el aprovechamiento eficiente del gas; y
- promover la cogeneración de energía eléctrica eficiente.

A finales de 2015 PEMEX, junto con otras nueve compañías de petróleo y gas, firmó en París, una declaración conjunta de elaboración bajo el acuerdo de París que reafirma el compromiso de PEMEX para reducir las emisiones efecto invernadero. Juntas las compañías que lo suscribieron que suministran el 10% de la energía del mundo. De igual manera, PEMEX continúa su colaboración con la iniciativa global de Metano con la Alianza Global para la Reducción de Quema de Gas del Banco Mundial y con la Alianza de Petróleo y Gas de la Coalición de Clima y Aire Limpio (CCAC por sus siglas en inglés) del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente que tienen por objeto común, apoyar acciones para reducir las emisiones de contaminantes climáticos de vida corta (metano y carbono negro principalmente) por sus elevado potencial de calentamiento global. En 2014 PEMEX presentó ante el CCAC su plan de implementación que considera el desarrollo de 16 proyectos de reducción de quema considerados rentables y replicables que ofrecen un potencial de reducción de contaminantes climáticos de vida corta.

Pemex también colabora con el Gobierno Federal en la implementación del Mapa de Ruta Tecnológica de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbón (CCUS por sus siglas en inglés) y, con apoyo internacional del Banco Mundial, el Gobierno de Japón y el Gobierno de Estados Unidos, trabajan para desarrollar la capacidad para captura y métodos de almacenamiento y desarrollar e implementar el proyecto piloto CCUS.

Adicionalmente, PEMEX ha tomado acciones para asegurar que las prácticas de su uso terrestre se realice conforme a la Ley General de cambio climático y el Programa de Ordenamiento Ecológico del Territorio para la protección, conservación y restauración de los ecosistemas, recursos forestales y suelos en los que la actividad petrolera realizada ha tenido un impacto. Finalmente, PEMEX promueve el desarrollo del Atlas Nacional de Riesgos, que identifica los riesgos asociados con el cambio climático en México, para determinar la mejor manera de minimizar el impacto de las operaciones.

En 2014, se actualizó la metodología para la estimación de la vulnerabilidad de las instalaciones de PEMEX al cambio climático en diferentes regiones de México. Durante 2015, se incorporaron en la Estrategia Ambiental los resultados de la actualización del estudio de vulnerabilidad climática.

El 28 de octubre de 2014 se publicó el Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en materia del Registro Nacional de Emisiones, donde se consideran criterios que aplicarán a PEMEX de manera directa como son: se establece que PEMEX debe calcular y reportar a la SEMARNAT, de manera anual, sus emisiones directas e indirectas de gases y compuestos de efecto invernadero, una vez que dicha intermediación ha sido verificada por un tercer o autorizado. En cumplimiento de este reglamento, se reportaron las emisiones de gases de efecto invernadero de PEMEX a través de la cédula de operación

anual, donde se establecieron las metodologías de cálculo y factores de emisión para el sector del petróleo y gas.

Durante 2015, el inventario de emisiones directas de gases de efecto invernadero se estimó en cerca de 52.1 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente lo que representa una disminución de 6.3% con respecto a 2014. Esta mitigación se debe principalmente a la reducción de emisiones en equipos de combustión en las refinerías de Minatitlán y Salamanca y a la reducción de emisiones en el activo Cantarell. El nivel de uso de gas fue de 93.2% durante 2015, en comparación con el 96.2% en 2014 lo que representa una desviación de los estándares de uso de gas establecidos en la reglas emitidas por la CNH, debido principalmente, al comportamiento de los yacimientos, al volumen de gas residual que se utiliza en sistemas artificiales de bombeo neumático, además de las variaciones y ajustes del presupuesto asignado lo que retrasó el programa de obras que se tenían programadas para este fin. La CNH pidió a PEMEX reducir las desviaciones, para lo cual PEMEX presentó el programa de aprovechamiento 2016 donde se establecen acciones para alcanzar las metas fijadas por la CNH.

En 2015, PEMEX desarrolló su Estrategia Ambiental 2016-2020, la cual incorpora el Plan de Acción Climática. Esta estrategia ambiental identifica las líneas de acción, los proyectos y prácticas operativas que PEMEX debe implementar con objeto de mitigar el impacto de sus operaciones en el cambio climático. Adicionalmente la Ley General de Cambio Climático obliga a la Emisora a trabajar junto y coordinadamente con otros sectores, autoridades y asociaciones civiles para dirigir esfuerzos en el desarrollo de soluciones eficaces para hacer frente común a los riesgos climáticos y extremos.

Pemex tiene varios proyectos de conservación y reforestación designados para apoyar los proyectos de emisiones de gases de efecto invernadero, preservación de ecosistemas en los cuales opera, protección de las comunidades y promover el desarrollo social. Las acciones de conservación de la biodiversidad y mitigación indirecta se han llevado a cabo a través de la operación de los siguientes proyectos:

- manejo, conservación y restauración de los ecosistemas de la cuenca media del río Usumacinta en el estado de Chiapas;
- captura de carbono y protección de la biodiversidad en el Parque Ecológico Jaguaroundi en el estado de Veracruz;
- programa de educación ambiental y la operación de la Casa del Agua en los pantanos de Centla en el estado de Tabasco;
- programas de educación ambiental y restauración forestal en áreas naturales protegidas del Golfo de México;
- operación del área de conservación Tuzandépetl en el estado de Veracruz;
- operación del área de restauración forestal de El Castaño en el estado de Tabasco; y
- monitoreo de los impactos del cambio climático en los campos de Calakmul en el estado de Campeche.

PEMEX está consiente que el cambio climático es un reto complejo, mismo que necesita abordarse desde una perspectiva multidisciplinaria e involucra de manera transversal a las diferentes áreas de PEMEX. Con ese fin, PEMEX presentó su reporte a *Carbon Disclosure Project*, una organización sin fines de lucro que trabaja con grandes empresas en la revelación de las emisiones de gases efecto invernadero, donde se especifican los avances que ha tenido PEMEX en materia de cambio climático. PEMEX obtuvo en 2015 una puntuación de 84 puntos de un total de 100 puntos mejorando en 11 unidades con respecto al puntaje obtenido en el reporte presentado en 2014.

Proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio, NAMAs, Mercados de Carbono y Bonos Verdes

En 2000, México ratificó el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático como país que no forma parte del Anexo B. En consecuencia, México no está sujeto a los parámetros de emisiones bajo el Protocolo de Kioto, pero las empresas mexicanas, tales como PEMEX, tienen permitido desarrollar proyectos denominados Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Estos proyectos MDL generan certificados de reducción de emisiones de dióxido de carbono o créditos de carbono que pueden ser comercializados en los mercados internacionales. La Emisora tiene dos proyectos MDL registrados bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático: el primer proyecto

es de eficiencia energética de residuos en la Terminal Marítima Dos Bocas, el cual incrementa la eficiencia térmica al recuperar el calor que se gasta en el proceso de deshidratación del crudo maya; y el segundo proyecto es el de recuperación de gas y utilización de gas del campo petrolero Tres Hermanos, que consiste en la recuperación y el transporte de gas desde los pozos de petróleo, en donde solía ser quemado mediante baterías de petróleo a una nueva planta de separación del dióxido de carbono y reacondicionamiento de gas, donde se produce el gas seco y otros condensados. Las reducciones de emisiones de estos proyectos deben ser verificadas por un tercero reconocido por las Naciones Unidas.

PEMEX está proporcionando comentarios al *American Carbon Registry* para contribuir al desarrollo de una metodología a fin de cuantificar la reducción de emisiones asociada con la sustitución de combustóleo por gas natural en sus refinerías. PEMEX también colabora en el desarrollo de un protocolo para la eficiencia energética en calderas con el *Climate Action Reserve*. Estas acciones facilitarán el reconocimiento de reducción de emisiones de gas efecto invernadero en los mercados voluntarios para el desarrollo de un eventual mercado de bonos de carbono en México y los Estados Unidos.

A partir del 1 de enero de 2014, PEMEX paga un impuesto a los combustibles fósiles contemplado en la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios. Este impuesto considera un esquema de pago a través de bonos de carbono, sin embargo la SHCP debe expedir reglas de carácter general para que PEMEX pueda hacer uso de este beneficio. Durante 2015 se mantuvo un diálogo periódico con la SHCP para que se expidan dichas reglas y pueda iniciar el pago de este impuesto a través bonos de carbono. A la fecha del Reporte Anual aún no se han emitido las reglas respectivas.

Durante 2015, se actualizó el Sistema Institucional del Desarrollo de Proyectos con un entregable ambiental que incluyó requisitos de adaptación y mitigación al cambio climático en el desarrollo y ejecución de proyectos desde la etapa de planeación.

El Banco Interamericano de Desarrollo ha seleccionado a México para participar en un proyecto piloto en el que empresas de servicios energéticos serán financiadas mediante la emisión de bonos verdes de dicho banco. Los fondos de estas emisiones serán utilizados para proyectos relacionados con la eficiencia energética y las iniciativas destinadas a mitigar el cambio climático. A la fecha de este Reporte Anual, la Emisora ha sido elegida para participar en el proyecto piloto y está en el proceso de seleccionar proyectos a ser fondeados con una línea de crédito que financiará estos proyectos de manera inicial. El Banco Interamericano de Desarrollo aprobó el programa denominado "*ECON-PEMEX Green Bond Securitization Program*" por EUA\$400 millones, monto que puede incrementarse a EUA\$500 millones. Esta línea de crédito revolvente se utilizará para financiar un portafolio de proyectos de cambio climático y eficiencia desarrollados por ECON Soluciones Energética Integrales en diferentes instalaciones de PEMEX que posteriormente serán bursatilizados. Este proyecto se está analizando y se espera que estos bonos verdes sean emitidos en los próximos años.

Situación tributaria

El pago de impuestos y derechos aplicables a PEMEX constituyen una fuente importante de ingresos para el Gobierno Federal. Durante 2014, PEMEX contribuyó aproximadamente en un 30.4% a los ingresos del Gobierno Federal, y con un 21.0% en 2015. En 2015, PEMEX pagó diversos impuestos y derechos sobre hidrocarburos, además de otros impuestos y derechos pagados por algunas de las Compañías Subsidiarias, como se describe en la sección "Otros impuestos". El régimen fiscal para la Emisora y las Entidades Subsidiarias está sujeto a modificaciones. La Legislación Secundaria publicada en agosto de 2014, establece un régimen fiscal aplicable a los contratos que rigen las actividades de exploración y producción que se llevan a cabo en México a partir del 1 de enero de 2015, así como un dividendo estatal que deben pagar la Emisora y las Entidades Subsidiarias a partir del 1 de enero de 2016. Ver "Otros Pagos al Gobierno Federal".

Régimen Fiscal para PEMEX.

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos que se adoptó como parte de la Legislación Secundaria establece, entre otros, los siguientes derechos aplicables a PEMEX en relación con las asignaciones que le han sido otorgadas por el Gobierno Federal.

- Derecho por la Utilidad Compartida: A partir del 1 de enero de 2015, este derecho es equivalente al 70% el valor de los hidrocarburos producidos en el área respectiva, menos las deducciones permitidas. De conformidad con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, este derecho disminuye de

forma anual hasta el 1 de enero de 2019, momento en el que se fijará en el 65%. Durante 2015, PEMEX pagó \$376,683 millones por este derecho. Con fecha 18 de abril de 2016 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, un decreto que incrementó los montos que PEMEX puede deducir por concepto de costos, gastos e inversiones en el cálculo de este derecho.

- Derecho de Extracción de Hidrocarburos: Este derecho se determina a una tasa vinculada con el tipo de hidrocarburos (por ejemplo, petróleo crudo, gas natural asociado, el gas natural no asociado o condensados), el volumen de la producción y el precio de mercado de referencia. Durante 2015, PEMEX pagó \$48,858 millones por este derecho.
- Derecho de Exploración de Hidrocarburos: El Gobierno Federal tiene derecho a cobrar un pago mensual de \$1,150 por kilómetro cuadrado de superficies no productoras. Después de 60 meses, este importe aumenta a \$2,750 por kilómetro cuadrado por cada mes adicional que la zona no esté produciendo. Estas cantidades se actualizarán anualmente de acuerdo con el INPC. Durante 2015, PEMEX pagó \$989 millones por este derecho.
- En 2015, las personas morales residentes en México pagaron un impuesto corporativo a la tasa del 30% sobre los ingresos, menos ciertas deducciones. A partir de 2015, la Emisora y las Entidades Subsidiarias están sujetas a la Ley del Impuesto sobre la Renta. Durante 2015 PEMEX pagó \$7,426 millones por concepto de este impuesto.

Bajo este régimen fiscal, PEMEX se mantuvo sujeto a los siguientes impuestos:

- IEPS sobre la venta de los combustibles automotrices: El IEPS es una cuota sobre las ventas internas de los combustibles automotrices (gasolina y diesel) que Pemex TRI recauda en nombre del Gobierno Federal. Las cuotas aplicables por este impuesto es de \$4.16 por litro de gasolina Magna; \$3.52 por litro de gasolina Premium; y \$4.58 por litro de diesel. La cuota depende de la clase de combustible y se fija mensualmente por la SHCP.
- IEPS a beneficio de entidades federativas, municipios y demarcaciones territoriales: Este impuesto pagado en 2015 y también en 2016, es una cuota a las ventas nacionales de gasolina y el diesel que recauda Pemex TRI en nombre del Gobierno Federal. Las cuotas aplicables por este impuesto es de 36.68 centavos por litro de gasolina Magna; 44.75 centavos por litro de gasolina Premium; y 30.44 centavos por litro de diesel. La cuota aumenta anualmente de acuerdo a la inflación. Los recursos obtenidos se destinan a estados y municipios, conforme a lo dispuesto en la Ley de Coordinación Fiscal.
- IEPS sobre combustibles fósiles: Este impuesto es una cuota sobre la venta interna de combustibles fósiles que recauda Pemex TRI, en nombre del Gobierno Federal. Las cuotas aplicables para este impuesto es de 6.29 centavos por litro de propano; 8.15 centavos por litro de butano; 11.05 centavos por litro de gasolina y gasavión; 13.02 centavos por litro de turbosina y otros querosenos; 13.40 centavos por litro de diesel; 14.31 centavos por litro de combustóleo y 16.60 por tonelada de coque de petróleo. La cuota aumenta anualmente de acuerdo a la inflación.

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos también establece los términos fiscales aplicables a los Contratos para la Exploración y Extracción otorgados por el Gobierno Federal, tanto a PEMEX como a otras compañías en relación con las rondas de licitación. Dichos términos fiscales contemplan específicamente los siguientes impuestos, derechos, regalías y otros pagos al Gobierno Federal (adicionalmente a cualquier impuesto que se deba pagar de conformidad con las leyes fiscales aplicables):

- 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 km² de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a \$2,750 por km², por cada mes que el área no esté produciendo. Estas cuotas se actualizarán anualmente de acuerdo al INPC.
- Regalías: El monto de las regalías a pagar al Gobierno Federal se determinan 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 subyacente (petróleo crudo, gas natural y condensados), el volumen de producción y su precio en el mercado. Las regalías son pagaderas en relación con los contratos de licencia así como en relación con los contratos de producción compartida y utilidad compartida.

- **Pago del Valor Contractual:** En los contratos de licencia se debe efectuar un pago que se calculará como un porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos producidos, como lo determine la SHCP en cada caso.
- **Porcentaje a la Utilidad Operativa:** Los contratos de producción compartida y de utilidad compartida establecerán un 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 hidrocarburos producidos. En el caso de los contratos de utilidad compartida, dicho pago deberá efectuarse en efectivo.
- **Bono a la firma:** A la firma de un contrato de licencia o migración a una asignación, se deberá pagar al Gobierno Federal una cantidad establecida por la SHCP.
- **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 incluyen un impuesto sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área de que se trate. Se pagará un impuesto mensual de \$1,500 por km² durante la fase de exploración hasta que la fase de extracción inicie. Durante la fase de extracción, se pagará un impuesto mensual de \$6,000 por km² hasta que el contrato de exploración y extracción o la asignación terminen.

Bajo la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, las actividades de exploración y producción asociadas con los contratos cuyo objeto sean dichas actividades no estarán sujetas a la aplicación del IVA.

La variación de los precios del petróleo afectan directamente los niveles de pago de ciertos impuestos y derechos que paga PEMEX. Ver 1)c).— *“Factores de riesgo derivados de la relación entre PEMEX y el Gobierno Federal” — “La Emisora realiza pagos significativos al Gobierno Federal, lo cual podría limitar la capacidad de PEMEX para aumentar su programa de inversión”.*

Otros pagos al Gobierno Federal.

De conformidad con lo establecido por la Ley de Petróleos Mexicanos, a partir del 1 de enero de 2016, la Emisora y sus Entidades Subsidiarias deberán pagar al Gobierno Federal, en forma anual, un dividendo estatal. En julio de cada año la Emisora y las Entidades Subsidiarias estarán obligadas a entregar a la SHCP un reporte sobre su situación financiera, los planes, opciones y perspectivas de inversión y financiamiento en el ejercicio inmediato siguiente y los cinco años posteriores, acompañado de un análisis sobre la rentabilidad de dichas inversiones y la proyección de los estados financieros correspondientes. La SHCP, considerando dicha información y previa opinión favorable del Comité Técnico del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, determinará el monto que la Emisora y las Entidades Subsidiarias deberán entregar como dividendo estatal. La Ley de Petróleos Mexicanos establece que el dividendo estatal para 2016 será, como mínimo, equivalente al 30% de los ingresos después de impuestos que generen la Emisora y las Entidades Subsidiarias durante el año 2015. Dicho porcentaje se reducirá para los siguientes años hasta alcanzar un 15% en 2021 y 0% en 2026. No obstante lo anterior, el Gobierno Federal anunció que PEMEX no estará sujeto al pago del dividendo estatal durante 2016.

Otros impuestos

Desde 1994, los pagos de PEMEX por intereses sobre la deuda externa han estado sujetos a retención del Impuesto sobre la Renta. Sin embargo, tales retenciones no representan una parte sustancial del pasivo total por impuestos.

PEMEX es sujeto de impuestos municipales y estatales, tales como los impuestos predial y sobre nómina. El impuesto predial no es parte significativa de los impuestos que debe pagar PEMEX, ya que la mayoría de las instalaciones se localizan en propiedad federal. De manera similar, los impuestos sobre nómina no representan una parte sustancial de los pasivos totales por impuestos de PEMEX.

PEMEX cuenta con un número de Compañías Subsidiarias residentes en el extranjero que pueden estar sujetas a gravámenes en la jurisdicción de su residencia u operaciones. Los impuestos pagados por las Compañías Subsidiarias sumaron \$4,058.5 millones en 2014 y \$6,833.4 millones en 2015.

PEMEX no puede asegurar que el régimen fiscal que le es aplicable no se modifique en el futuro. Ver 1)c).— *“Factores de riesgo” – “Factores de Riesgo Relacionados con México” – “Los efectos a largo plazo de la implementación del nuevo régimen legal para el sector energético en México son inciertos pero es*

probable que sean materiales y podrán tener un impacto negativo en PEMEX en el corto y mediano plazo” y “Factores de riesgo” – “La Emisora realiza pagos significativos al Gobierno Federal, lo cual podría limitar la capacidad de PEMEX para aumentar su programa de inversión”.

F. Recursos humanos

Empleados

Excluyendo a los empleados del Grupo PMI e incluyendo a aquellos contratados temporalmente, al 31 de diciembre de 2015, la Emisora y las Entidades Subsidiarias tenían 138,397 empleados en comparación con los 153,085 registrados al 31 de diciembre de 2014. Durante 2015, la Emisora y las Entidades Subsidiarias contrataron un promedio de 15,900 empleados temporales. El número de empleados que se presenta a continuación está basado en la estructura corporativa antes de la reciente reorganización corporativa de PEMEX.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre					2015 % del Total
	2011	2012	2013	2014	2015	
PEP	51,713	51,998	53,404	52,403	46,288	33.4
PR	46,909	46,236	47,980	47,576	43,058	31.0
PPQ	13,541	13,487	13,758	13,476	10,883	7.8
PGPB	11,918	12,191	12,905	12,669	11,541	8.3
Emisora	26,480	26,785	26,727	26,961	26,621	19.2
Subtotal	150,561	150,697	154,774	153,085	138,397	99.8
Grupo PMI	323	325	332	343	339	0.2
Total	150,884	151,022	155,106	153,428	138,736	100

Fuente: La Emisora y PMI.

Al 31 de diciembre de 2015, el Sindicato representa aproximadamente el 79.0% de la fuerza laboral de la Emisora y las Entidades Subsidiarias. Los miembros del Sindicato son trabajadores y eligen a sus propios líderes entre sus agremiados. La relación laboral con los trabajadores está regulada por la Ley Federal del Trabajo, por el Contrato Colectivo suscrito por la Emisora y el Sindicato y el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y las Empresas Subsidiarias. El Contrato Colectivo está sujeto a una renegociación cada dos años y los salarios se revisan anualmente. Desde el establecimiento oficial del Sindicato en 1938, no se han experimentado huelgas laborales y, aunque se han experimentado suspensiones laborales por cortos periodos de tiempo, ninguna de estas suspensiones ha tenido un efecto adverso que sea material en las operaciones de PEMEX.

El 10 de septiembre de 2015, la Emisora y el Sindicato celebraron un nuevo Contrato Colectivo que regulará las relaciones laborales hasta el 31 de julio de 2017. Los términos del nuevo contrato establecen un incremento a los salarios del 3.99% y un incremento del 1.75% a prestaciones.

El 11 de noviembre de 2015, la Emisora anunció que había suscrito un convenio con el Sindicato para modificar el sistema de pensiones aplicable a todos los trabajadores. De conformidad con este convenio, para los trabajadores con menos de 15 años de antigüedad la edad de retiro se incrementa de los 55 años de edad a los 60 años de edad con una antigüedad de 30 años para obtener una pensión equivalente al 100 por ciento. Adicionalmente, se acordó que para los trabajadores de nuevo ingreso aplicará un esquema de cuentas individuales que tendrán las ventajas de aportaciones complementarias por parte de la Emisora, la portabilidad hacia otras cuentas y el ahorro voluntario con sus beneficios fiscales. Los actuales trabajadores podrán también acceder voluntariamente a este esquema.

El 18 de diciembre de 2015, el Director General de la Emisora informó a la SHCP que el monto de la reducción de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones a su cargo se estimaba en \$186.5 mil millones que resultó de las modificaciones realizadas al régimen de pensiones antes mencionadas. Al 31 de diciembre de 2015 el monto de la reducción de esta obligación de pago asciende a \$196.0 mil millones.

El 24 de diciembre de 2015, la SHCP publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el Acuerdo por el que se emiten 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, mecanismos de

financiamiento y esquemas de pago, mediante los cuales la SHCP asumirá una parte de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones en curso de pago. Un experto independiente revisará el cálculo, la metodología aplicada, el perfil de vencimiento, así como toda la demás información proporcionada por la Emisora.

De conformidad con el Contrato Colectivo y la Ley Federal del Trabajo, la Emisora y las Entidades Subsidiarias tienen la obligación de pagar la prima de antigüedad a los empleados jubilados y pensiones a los empleados retirados, así como a los beneficiarios por muerte y pensiones a los sobrevivientes de los empleados jubilados. Los jubilados tienen derecho a recibir aumentos en sus pensiones cada vez que los aumentos salariales se otorgan a los empleados actuales. También deben proporcionar servicios médicos a los empleados, jubilados y sus familias y, sujeto a las limitaciones presupuestarias generales, se otorga un subsidio en la tasa de interés de los préstamos hipotecarios de los empleados.

G. Desempeño ambiental

PEMEX cumple con las leyes ambientales federales y estatales que le son aplicables, así como aquellas que han sido interpretadas y aplicadas históricamente. PEMEX mantiene una estructura organizacional diseñada para identificar y solucionar problemas ambientales, además cuenta con consultores externos para realizar auditorías operacionales en las plantas de proceso, que incluyen los costos estimados para remediar cualquier falta en el cumplimiento con la legislación ambiental mexicana. Tales acciones de remediación pueden incluir la mejora de la eficiencia operativa, limpieza y remediación de los sitios contaminados, terrestres o cuerpos de agua, y la inversión de capital para minimizar el impacto ambiental de las operaciones de PEMEX. Adicionalmente, las Entidades Subsidiarias tienen unidades especializadas, dependiendo del tamaño y distribución geográfica de sus respectivas instalaciones, que implementan sus propios programas y auditorías ambientales internas e inspecciones de sus instalaciones y su entorno con base en los lineamientos de la ASEA. Cuando estas auditorías internas muestran problemas o alguna deficiencia, las Entidades Subsidiarias toman las medidas necesarias para eliminarlas. Si existen suelos y cuerpos de agua contaminados y se cuenta con información suficiente para calcular los costos para su remediación, se registran en los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio de que se trate como pasivos ambientales.

Adicionalmente a la estructura de monitoreo interno, el programa de auditoría ambiental de la Emisora y las Entidades Subsidiarias está sujeto a la revisión de ASEA. ASEA se encuentra encargada de revisar que se cumpla la normatividad ambiental para el sector de hidrocarburos y establece estándares de remediación ambiental. A pesar de que ASEA es competente para revisar e inspeccionar los trabajos de remediación realizados por PEMEX y el cumplimiento de los niveles de contaminación permitidos establecidos por leyes y regulaciones, no determina montos de los pasivos ambientales de PEMEX. PEMEX mantiene registros adecuados de todos los estudios, estimaciones, trabajos realizados y cualquier otra información que ASEA u otra autoridad pudiera solicitarle.

Desde 1993, PEMEX ha participado con la PROFEPA y ahora con ASEA en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental de carácter voluntario. Este programa fue creado por la PROFEPA en 1992 como un incentivo regulatorio para que las empresas corrijan, de manera voluntaria, cualquier irregularidad en materia ambiental existente en sus operaciones.

En términos generales, la auditoría ambiental voluntaria tiene tres grandes etapas: (i) una auditoría y elaboración del diagnóstico ambiental de cumplimiento; (ii) elaboración del plan de acción necesario para corregir irregularidades; y (iii) la ejecución del plan de acción. Si se concluyen, de manera satisfactoria dichas etapas de la auditoría voluntaria, ASEA otorga a la empresa auditada un certificado de industria limpia, el cual significa que cumple con la legislación ambiental que le es aplicable a esa empresa. Conforme se van completando las auditorías, los reportes (que incluyen los costos estimados para la remediación de cualquier anomalía ambiental) son enviados a ASEA para su revisión y aprobación. En caso de que el reporte de la auditoría sea aprobado por ASEA, se determinan los hallazgos que pueden ser subsanados por medio de la adecuación de los planes de acción de las plantas o por la implementación del plan actual de inversión. Al 31 de diciembre de 2015, la Emisora y las Entidades Subsidiarias se encontraban en el proceso de auditoría de 791 instalaciones con el propósito de obtener su certificado de industria limpia en cada instalación. En 2014, 331 instalaciones fueron certificadas mientras que en 2015 se tienen 404 instalaciones con certificaciones vigentes; como resultado de las auditorías se obtuvieron 73 certificados, de los cuales 49 fueron refrendos y 24 fueron certificados de primera vez. Por otro lado se tienen 387 instalaciones en proceso de certificación, las cuales iniciaron los trabajos de certificación, pero no han concluido conforme a su programa. PEMEX continuará incorporando un mayor número de nuevas instalaciones a este programa como resultado de la

expansión de sus actividades en las áreas de exploración, explotación, refinación y distribución de hidrocarburos.

PEMEX registró un accidente con impacto ambiental relevante durante 2015, el 12 de abril de 2015, se produjo una fuga de crudo en el oleoducto que va de la Batería Agave al Entronque Sitio Grande, originada por una toma clandestina. El crudo se drenó al río Teapa y subsecuentemente al río Grijalva, afectando las operaciones de bombeo y purificación de las plantas potabilizadoras de agua que dan servicio a la ciudad de Villahermosa, en el estado de Tabasco. Como resultado, la superficie afectada por los 1,100 litros de crudo derramado fue de 14,000 metros cuadrados, y las iridiscencias cubrieron 30 kilómetros a lo largo del margen izquierdo del río.

Durante 2015 se registraron los siguientes hechos relacionados con materiales peligrosos en algunas de sus instalaciones, los cuales no tuvieron consecuencias significantes para el medio ambiente:

- el 11 de agosto de 2015, una explosión seguida de un incendio ocurrió en el poliducto Escobedo-Santa Catarina localizado en el municipio de García, en el estado de Nuevo León. El incendio se inició cuando el poliducto fue accidentalmente golpeado por maquinaria pesada de una compañía contratista que realizaba trabajos de construcción adyacentes al derecho de vía. Para controlar el incendio, las válvulas de corte fueron cerradas. Como resultado de este accidente, cinco trabajadores de la compañía contratista perdieron la vida.
- el 27 de agosto de 2015, se presentó un incendio durante los trabajos de desmantelamiento de la plataforma de proceso Abkatún-A Permanente localizada en el Golfo de México. Como resultado de este incendio, un trabajador perdió la vida y otro más resultó lesionado. El análisis de causa raíz concluyó la falta de identificación de los riesgos y de planeación de los trabajos, como las principales causas de este accidente.
- el 27 de octubre de 2015, se presentó una fuga de gas en la planta de alquiler de la refinería de ciudad Madero, en el estado de Tamaulipas. La fuga se produjo a través de una abrazadera temporal que había sido previamente instalada. Como resultado de la fuga de gas fluorhídrico, la planta fue parada, el plan de emergencias se activó, el personal fue evacuado y ningún trabajador resultó lesionado.
- el 31 de octubre de 2015 ocurrió un accidente en la refinería de Minatitlán en el estado de Veracruz, cuando una compañía contratista estaba manipulando catalizador en condiciones de atmósfera inerte con nitrógeno dentro del reactor R-11002. Como resultado de este accidente dos contratistas perdieron la vida. El análisis de causa raíz identificó la falta de supervisión y una deficiente aplicación de los procedimientos críticos como las principales causas de este accidente.
- el 24 de noviembre de 2015 se presentó un incendio en la planta de alquiler de la refinería de Salina Cruz, en el estado de Oaxaca, debido a una fuga de hidrocarburo provocada por la ruptura de una boquilla. Como resultado de este accidente dos contratistas y un trabajador de PEMEX resultaron lesionados.

Adicionalmente, PEMEX registró durante 2015 los siguientes siete accidentes relevantes sin impacto ambiental:

- el 5 de enero de 2015, se presentó un incendio en el área de soloaires de la plataforma Akal C8 localizada en la región Marina Noreste del Golfo de México, con un saldo de tres contratistas lesionados, y desafortunadamente uno de ellos perdió la vida después de haber permanecido varias semanas en cuidados intensivos. Este incendio se produjo cuando los contratistas estaban removiendo una viga temporal y coincidentemente se realizó una prueba de giro de un turbocompresor cuyo escape se encuentra en la zona de soloaires. El análisis de causa raíz identificó una deficiente evaluación de riesgos y una falta de coordinación entre las áreas de operación y mantenimiento durante trabajos simultáneos en la misma área de riesgo.
- el 18 de febrero de 2015, se produjo un incendio en el horno de pirólisis BA-108 de la planta de etileno del complejo petroquímico Cangrejera, dañando la tubería interior del horno sin provocar lesiones al personal. Este accidente se debió a la presencia de líquidos dentro de la corriente de etano proveniente de la planta fraccionadora del complejo, aunado a la falta de un separador de líquidos. El análisis de causa raíz identificó una deficiente aplicación de los procedimientos de operación como la causa principal.

- El 1 de abril de 2015, se produjo un incendio en la plataforma de proceso Abkatún-A permanente localizada en el Golfo de México, lo cual activó los sistemas, procedimientos y protocolos de emergencias, así como la evacuación de la instalación. Para controlar las consecuencias, se tomaron las siguientes acciones: salvaguarda de todo el personal que laboraba en el complejo Abkatun-A, dispersión mecánica de las iridiscencias producto del hidrocarburo sobre la superficie marina, colocación de 49 aislamientos mecánicos para aislar la instalación. Debido a este accidente la plataforma fue totalmente destruida, siete trabajadores perdieron la vida.
- el 5 de mayo de 2015, durante la operación de posicionamiento de la plataforma de perforación Troll Solution, propiedad de la compañía Typhoon Offshore, la pierna de la plataforma repentinamente se sumergió en el suelo marino, provocando la inclinación de la plataforma y golpeando la estructura Caan-A. Como consecuencia, los sistemas, procedimientos y protocolos de seguridad se activaron. Dos contratistas perdieron la vida y diez resultaron lesionados. El propietario de la plataforma está llevando a cabo el análisis de causa raíz y las actividades de remoción de la plataforma dañada.
- El 22 de junio de 2015, se produjo una explosión e incendio en el separador remoto de la plataforma satélite Akal-H. Los sistemas, procedimientos y protocolos de seguridad fueron activados, sin que se reportaran lesionados. Esta plataforma se opera en forma remota. A la fecha del Reporte Anual, PEMEX se encuentra evaluando el impacto de este accidente en la producción de crudo.
- el 30 de junio de 2015, una falla eléctrica en un bus de 480 volts, durante la prueba de una bomba en la refinería de Minatitlán, en el estado de Veracruz, provocó la recirculación a través del separador V-1904 hacia el tanque de almacenamiento TV-241. Como resultado de la recirculación hacia el tanque, se produjo una emanación de gasolina primaria y consecuentemente ocho trabajadores que se encontraban en la casa de bombas 2, resultaron intoxicados con ácido sulfhídrico.
- el 27 de diciembre de 2015 un trabajador perdió la vida debido a intoxicación con ácido sulfhídrico mientras realizaba trabajos de medición en la cúpula del tanque deshidratador TD-1 de la batería de separación Sunuapa en el estado de Chiapas.

El 20 de abril de 2016, ocurrió una explosión en la planta de clorados III de PMV en Coatzacoalcos, Veracruz, misma que es operada por Mexichem en asociación con PEMEX. A la fecha del Reporte Anual, el número de personas fallecidas a causa de este accidente es de 32 y son más de 130 las personas que resultaron lesionadas. El análisis para determinar las causas de la explosión se encuentra en curso.

A fin de protegerse de las acciones civiles originadas por los pasivos ambientales la Emisora mantiene su cobertura de seguros, que cubre la mayor parte de los gastos directamente relacionados con estos accidentes. Esta cobertura no ampara, sin embargo, los deducibles y los gastos excluidos de las pólizas de seguros, tales como multas, gastos de relaciones públicas y limpieza del sitio no relacionado directamente con el accidente, entre otros gastos. Ver 1)c).— *“Factores de riesgo” — “El cumplimiento de PEMEX con la regulación ambiental en México podría dar como resultado efectos materiales adversos sobre sus resultados de operación”*. Para mayor información relacionada con los pasivos ambientales Ver 2)b)G).— *“Desempeño Ambiental” – “Pasivos Ambientales”*.

Además de los incidentes descritos a la fecha del Reporte Anual no existen procedimientos legales ni administrativos materiales pendientes en contra de Pemex con respecto a ningún asunto ambiental.

En un esfuerzo en crear una cultura enfocada en mejorar la seguridad industrial, salud y protección ambiental, así como incrementar los estándares de seguridad PEMEX desarrolló el Sistema de Administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental (al cual nos referiremos en lo sucesivo como PEMEX-SSPA). Este sistema tiene como objetivo mejorar la cultura preventiva enfocada en aumentar la seguridad y la salud entre el personal y se basan en operaciones amigables con el ambiente. Desde su implementación en 2006, la Emisora ha tenido excelentes resultados en la identificación, evaluación y aplicación continua de medidas preventivas relacionadas con la seguridad, la salud y el medio ambiente. El sistema PEMEX-SSPA se basa en las doce mejores prácticas internacionales y está diseñado para lograr la meta de cero incidentes, problemas de salud ocupacional, lesiones y emisiones contaminantes en todas las operaciones. Algunos objetivos del SSPA incluyen:

- reforzamiento de la administración de la seguridad por procesos con un fuerte énfasis en la integridad mecánica de las plantas e instalaciones.
- actualización de la metodología para el análisis causa-raíz de incidentes.
- mejora de las políticas de protección del medio ambiente y la salud en el trabajo.
- la aplicación rigurosa de los procedimientos internos críticos de seguridad.
- la mejora del programa de observación de seguridad preventiva (también conocido como auditorías efectivas).
- actualizaciones de los planes de respuesta a emergencias.
- pruebas efectivas para la prevención de la salud.
- evaluación preventiva de los riesgos de seguridad y equipos de trabajo en tareas de mejora del análisis de seguridad.

En enero de 2011, la Secretaría de Energía emitió las directrices oficiales sobre la implantación de sistemas de seguridad, salud y protección ambiental que PEMEX deberá cumplir. Debido a esto, se introdujo un programa para cumplir con estas directrices y se emprendieron una serie de acciones, incluyendo la implementación de indicadores reactivos y preventivos. Estos indicadores se basan en la práctica recomendada 754 del Instituto Americano del Petróleo, que establece los indicadores de seguridad de proceso para la refinación e industria petrolera. Durante 2015, los indicadores de gestión de seguridad preventivos y reactivos fueron supervisados continuamente con el fin de desarrollar estrategias efectivas de seguridad para las instalaciones críticas.

En 2015, el Índice de Frecuencia de Accidentes (IF) aumentó 23.7% de 0.38 en 2014 a 0.47 en 2015. Los principales contribuyentes a este incremento fueron el segmento de refinación con el 51.7%, con el 31.4% el segmento de exploración y producción, y con el 30.0% el segmento de petroquímica, comparado con el IF de 2014. Estos resultados se compensaron parcialmente debido a que el segmento de gas y petroquímica básica que disminuyó el valor del IF en un 62.5% en 2015 comparándolo con 2014. El índice de gravedad de accidentes aumentó de 25 a 31 en el número de días perdidos por millón de horas hombre trabajadas de 2014 a 2015. Los días perdidos son los que resultan de incapacidades médicas, como consecuencia de las lesiones sufridas en el trabajo o, incapacidad parcial, total o permanente o la muerte. El LTIF para los contratistas aumentó de 0.33 en 2014 a 0.44 en 2015 por cada millón de horas hombre laboradas.

Con el fin de disminuir el número de accidentes, la administración de PEMEX-SSPA estableció el programa llamado "Binomio" (Plan Asesoría-Auditoría) para una alineación efectiva de los dos sistemas: PEMEX-SSPA y PEMEX Confiabilidad. El programa incluye la aplicación de doce directrices de tolerancia cero de SSPA. PEMEX también lleva a cabo campañas de sus sistemas de seguridad, salud y protección ambiental para disminuir accidentes menores. Estas campañas se enfocan en promover una cultura de seguridad y reducir accidentes a través de una mejor identificación de riesgos, prevención de caídas, aleccionamiento adicional sobre cómo manejar objetos y capacitación para una mejor planeación y programación de trabajos. El programa Binomio también se está llevando a cabo con los contratistas a través de un mecanismo adicional para identificar a empresas que hayan tenido accidentes de trabajo graves y/o fatalidades en el último año.

La Emisora contrató un despacho de consultoría para ayudar en la evaluación, desarrollo y ejecución de la campaña general de los sistemas de seguridad, salud y protección ambiental, así como de detección de riesgos y de barreras de seguridad. La Emisora ha visto el éxito continuo de la campaña de 2013, incluyendo un 25.0% en la disminución de caídas de altura, una disminución del 14.2% en actividades de mantenimiento eléctrico y una disminución de 31.5% en actividades de mantenimiento mecánico en 2015. Además, se establecieron dos directrices adicionales para apoyar el PEMEX-SSPA.

Los esfuerzos continuos para construir una cultura proactiva en la presentación de informes y toma de decisiones resultó en un cumplimiento del 95.9% en 2015. También se complementaron programas de formación y certificación de análisis de peligros y de seguridad funcional durante el año 2015, con 111 empleados que cursaron uno o ambos programas de certificación. Como parte de la promoción de la salud ocupacional, 64 trabajadores también recibieron capacitación y certificaciones como higienistas profesionales.

Pasivos ambientales

Al 31 de diciembre de 2015, los pasivos ambientales estimados y devengados de PEMEX ascendieron a \$3,521.8 millones. De este total, \$819.7 millones se atribuyen a PEP, \$2,702.1 millones a Pemex TRI. Las siguientes tablas detallan los pasivos ambientales al 31 de diciembre de 2015.

PEP⁽¹⁾

	Área Afectada Estimada (en hectáreas)	Pasivo Ambiental Estimado (en millones de pesos)
Región Norte	98.90	\$531.6
Región Sur	<u>89.84</u>	<u>141.9</u>
Total ⁽²⁾	<u>188.74</u>	<u>\$673.5</u>

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

(1) Incluye todos los pasivos de PEP que fueron asumidos de conformidad a la reciente reorganización corporativa.

(2) Durante 2015, se concluyó la remediación ambiental en 29.9 hectáreas. Se incorporaron al inventario 48.6 hectáreas de áreas afectadas, de las cuales el total corresponde a la región Sur, ocasionadas principalmente por fugas en líneas de descargas y ductos.

Fuente: PEMEX.

Restauración de Presas

	Número de Presas reportados como pasivos⁽¹⁾	Pasivo Ambiental Estimado (en millones de pesos)
Región Sur	12	\$ 21.3
Región Norte	<u>74</u>	<u>124.9</u>
Total.....	86	<u>146.2</u>
Total de pasivos ambientales estimado de PEP		<u>\$ 819.7</u>

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

(1) Al cierre de 2014 se contó con 88 presas clasificadas como pasivos ambientales. En 2015 se incluyeron cinco nuevas presas, y un total de siete presas fueron restauradas, por lo tanto, fueron desincorporadas del inventario de los pasivos ambientales. Al 31 de diciembre de 2015, 86 presas aún no se han reportado como pasivos ambientales.

Fuente: PEP.

Pemex TRI⁽¹⁾

	Área Afectada Estimada (en hectáreas)	Pasivo Ambiental Estimado (en millones de pesos)
Refinerías	273.43	\$2,055.7
Complejo Procesador de Gas Burgos (antes CPG Reynosa)	11.52	\$ 19.6
ExUnidad Minera Texistepec ⁽²⁾	370.91	\$ 626.8
Complejo petroquímico Cangrejera ⁽³⁾	—	—
Total	<u>655.90</u>	<u>\$2,702.1</u>

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

(1) Incluye todos los pasivos de PR, PGPB y PPQ que fueron asumidos por Pemex TRI como parte de la reciente reorganización corporativa.

(2) Pemex TRI, como responsable solidario en la remediación del pasivo ambiental generado por la subsidiaria Terrenos para Industrias, S.A., reconoce en sus estados financieros al 31 de diciembre de 2015 un pasivo para remediación ambiental por \$626.8 millones, en relación con la ExUnidad Minera Texistepec.

(3) Durante 2015, fueron desincorporadas 0.34 hectáreas, validadas por la autoridad ambiental, lo que dio lugar a ajustar a cero los pasivos ambientales del complejo petroquímico Cangrejera para el año 2015.

Fuente: Pemex TRI.

La estimación de los pasivos ambientales incluye los estimados de costos para estudios específicos por instalación; incluyendo aquellas instalaciones con características comunes, para la evaluación y remediación correspondiente. Las áreas afectadas incluyen instalaciones identificadas en el proceso de auditoría antes mencionado y también aquellas instalaciones previamente identificadas en áreas operativas petroleras antiguas que no se limpiaron en el pasado. Los pasivos ambientales de PEMEX también incluyen la remediación de presas de los pozos petroleros abandonados e información recibida periódicamente de los gerentes de campo, relacionado con probables pasivos ambientales identificados en sus respectivas áreas de responsabilidad. PEMEX registra sus pasivos ambientales cuando tiene información suficiente para calcular

un estimado preliminar del costo de remediación, aunque el costo total no pueda conocerse con certeza. El registro se realiza cuando el pasivo es probable y la cantidad es razonablemente estimable, conforme al Boletín NIC 37 "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes" de las NIIF. Estos pasivos ambientales incluyen suposiciones resultantes de una evaluación inicial del daño, incluyendo la superficie en hectáreas que debe remediarse, la profundidad de la contaminación y el tipo de contaminación. Aunque la evaluación inicial es amplia, existe la posibilidad de que el alcance real de la remediación pudiera variar dependiendo de la información obtenida durante su proceso de remediación. Para mayor información sobre los pasivos ambientales, ver la *Nota 3 (k) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en el Reporte Anual*.

Las reclamaciones no valuadas o adicionales no se reflejan en los pasivos identificados. PEMEX no tiene conocimiento sobre alguna reclamación que fuera de tal magnitud como para afectar sustancialmente sus pasivos ambientales. A fines de 2015, PEMEX no tenía conocimiento de pasivos que pudieran afectar la evaluación de las contingencias ambientales o que, de otra manera, pudieran resultar en un pasivo ambiental mayor. Ver 2)a).—*"Historia y Desarrollo de la Emisora" – "Decreto de la Reforma Energética"* para más detalles sobre este tema. Como resultado, la Entidad estima que puede conocer de forma inmediata cualquier reclamación y, por lo tanto, cualquier acción que se pudiera interponer en su contra en materia ambiental.

PEP es el responsable de la gestión de los pasivos ambientales en sus instalaciones y la transmisión de esa obligación no está prevista en los CIEP. No obstante, dichos contratos incluyen cláusulas ambientales relacionadas con las empresas contratistas y la obligación de PEP de asegurar un desempeño medioambiental adecuado y también establecen los términos y condiciones de indemnización y remediación en caso de que se cause algún impacto ambiental.

El tiempo de remediación o limpieza de las áreas afectadas relacionadas con estos pasivos ambientales está en función del presupuesto anual aprobado a PEMEX para estas actividades.

Gastos y proyectos ambientales

PEMEX ejerció aproximadamente \$9,918 millones en proyectos ambientales en 2015, comparados contra los \$9,297 millones en 2014. Para 2016, PEMEX ha presupuestado \$6,511 millones para el desarrollo de infraestructura ecológica, incluyendo la modernización de las instalaciones, la implantación de sistemas y mecanismos para monitorear y controlar la contaminación atmosférica, la adquisición de equipo para cubrir las contingencias de derrames de hidrocarburos, la expansión de sistemas efluentes de agua, la restauración y reforestación de áreas afectadas, estudios de investigación ambiental y la realización de auditorías ambientales. Además, PEMEX continúa realizando una investigación extensa y esfuerzos de desarrollo para aumentar su capacidad para producir gasolinas, diesel y combustóleo con bajo contenido de azufre en sus refinerías en México.

PEMEX no estima que el costo de cumplir con las leyes y requerimientos ambientales relacionados con el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) entre los gobiernos de México, Estados Unidos y Canadá, la Convención de Viena para la Protección de la Capa de Ozono, el Convenio sobre Cooperación Ambiental que existe entre los gobiernos de México y Canadá o el hecho de que México sea miembro de la OCDE, haya causado o pueda causar un aumento significativo en sus gastos ambientales.

Responsabilidad social

PEMEX lleva a cabo acciones en materia de responsabilidad social, sobre todo en lo que respecta a la protección y preservación del medio ambiente, las relaciones con las comunidades en las que opera, prácticas de trabajo éticos, respeto de los derechos laborales y la promoción general de la calidad de vida de las comunidades y los empleados.

Los principales objetivos de la estrategia de responsabilidad social son: contribuir con la generación de valor para la Emisora, perseguir la continuidad de las operaciones, para gestionar la licencia social para operar procurando el máximo beneficio con el mínimo recurso e involucrar al personal con la política de responsabilidad social. Los objetivos de responsabilidad corporativa y social se llevan a cabo a través de los siguientes mecanismos:

- obras públicas de beneficio mutuo y proyectos de investigación;

- donativos en efectivo;
- donaciones de combustibles y asfalto;
- proyectos de protección del medio ambiente;
- el Programa de apoyo a la comunidad y medio ambiente (PACMA) que apoya e implementa programas sociales, acciones y obras públicas, diseñada para promover el desarrollo económico y social de las comunidades en las que trabaja y para proteger el medio ambiente; y
- otros instrumentos que proporcionan impacto positivo a las comunidades incluyendo los CIEP, los COPF y el Anexo Desarrollo Sustentable en los contratos donde tanto contratistas como PEMEX se comprometen a mejorar la calidad de vida en las comunidades donde se opera.

Durante 2015, los donativos y contribuciones ascendieron a \$3,142.7 millones en los siguientes rubros: donativos en efectivo aproximadamente \$351.0 millones, donaciones en asfalto y combustible aproximadamente \$1,611.1 millones, PACMA \$196.3 millones, obras de beneficio mutuo \$297.0 millones, CIEP, COPF y Anexo Desarrollo Sustentable \$687.3 millones. Aproximadamente el 70.5% de los donativos y contribuciones de PEMEX fue entregado a estados con mayor actividad en la industria petrolera (Campeche, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz); 24.6% a los estados con mediana actividad en la industria petrolera (Chiapas, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla y San Luis Potosí); y el 4.9% restante al resto del país.

Las principales acciones que se llevaron a cabo durante 2015 fueron:

- Se destinaron aproximadamente \$198.3 millones a la construcción del bloque B Boquerón del Palmar y Av. Paseo del Mar Ciudad del Carmen en el estado de Campeche.
- Se destinaron aproximadamente \$131.8 millones a la construcción de la planta de tratamiento de aguas residuales para el municipio San Fernando, en el estado de Tamaulipas, rehabilitación de infraestructura del drenaje sanitario.
- Se destinaron aproximadamente \$80.0 millones a la construcción del mercado Alonso Felipe de Andrade en ciudad del Carmen en el estado de Campeche, con lo cual se mejorarán las condiciones de higiene y salud del lugar.
- Se destinaron aproximadamente \$64.9 millones a la rehabilitación y equipamiento del sistema de agua potable del municipio San Fernando, en el estado de Tamaulipas.
- Se destinaron aproximadamente \$38.0 millones para apoyar las operaciones de la unidad médica móvil en el estado de Tabasco (1° Fase) que brinda servicio gratuito en la atención integral médica, dental y oftalmológica.
- Se destinaron aproximadamente \$35.0 millones en acciones de mejora en la infraestructura de las comunidades de pescadores organizados del municipio de Carmen, en el estado de Campeche.
- Se destinaron aproximadamente \$29.0 millones para la construcción en el estado de Oaxaca de cuatro centros de enseñanza y desarrollo sustentable en alianza estratégica con la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas en los municipios de San Juan Guichicovi, Asunción Ixtaltepec y Santo Domingo Tehuantepec, para promover la accesibilidad a la educación básica a habitantes de comunidades indígenas.
- Se destinaron aproximadamente \$23.4 millones para la construcción de 19 domos en escuelas del estado de Tabasco, que permiten a alumnos y docentes realizar actividades al aire libre.
- Se destinaron aproximadamente \$24.6 millones para rehabilitar 9.5 kilómetros de vialidades en los municipios de Macuspana y Jalpa de Méndez del estado de Tabasco.
- Se otorgó un donativo por \$20.0 millones para la construcción de un parque lineal y ciclo vía sobre ductos de PEMEX, en los municipios de Altamira y Ciudad Madero en el estado de Tamaulipas.
- Se donaron aproximadamente \$15.2 millones, equivalente a 1,271,000 litros de gasolina magna en apoyo al Sector Pesquero Marino Organizado de Tabasco, a sus actividades productivas.

- Se destinaron aproximadamente \$10.6 millones para participar en el programa Limpiemos Nuestro México “Carmen Orgullosamente Limpia”, el programa de limpieza de recolección de basura más grande del país en ciudad del Carmen en el estado de Campeche, en calles, zona de playa, esteros y manglares.
- Se destinaron aproximadamente \$9.0 millones para parques de barrio, como parte de la estrategia del Programa Nacional para la Prevención Social de la Violencia y la Delincuencia que lleva a cabo el Gobierno Federal.
- Se contribuyó con aproximadamente \$6.0 millones al programa nacional de becas y financiamiento de la Universidad Nacional Autónoma de México, para la creación de puestos de trabajo para la ciencia, tecnología e ingeniería.
- Se contribuyó con aproximadamente \$2.2 millones a través de la entrega de tres tractores para apoyar a los productores de la Alianza de Comunidades Agrarias integrada por los municipios de Santa María Mixtequilla, Tehuantepec y Mixtequilla.

H. Información de mercado

Acuerdos de exportación

Aunque México no es miembro de la OPEP, en el pasado, cuando la OPEP ha anunciado incrementos y recortes en la producción, México, a fin de mantener la estabilidad del mercado petrolero, ha anunciado incrementos y recortes en la exportación de petróleo crudo de México, en relación con los incrementos o recortes de la producción de petróleo crudo por parte de otros países productores de petróleo. Sin embargo, PEMEX no ha cambiado sus niveles de exportación debido a que México ha reducido las exportaciones de petróleo crudo en los últimos años y no tiene planes para cambiar los niveles actuales de exportación de petróleo crudo de PEMEX.

El TLCAN no afectó los derechos de México a través de PEMEX u otras compañías, para explorar y explotar petróleo crudo y gas natural en México, para refinar y procesar el petróleo crudo y el gas natural y para producir petroquímicos básicos en México. Desde 2003, algunos productos petroquímicos han disfrutado de un arancel cero en el TLCAN y, sujeto a limitadas excepciones, las exportaciones de petróleo crudo y productos derivados del petróleo de México a los Estados Unidos y Canadá han estado libres o exentas de aranceles. Del mismo modo, desde 2003, las importaciones mexicanas de productos petrolíferos de los Estados Unidos y Canadá también han estado exentas de aranceles. Además, en 2004, por el TLCAN se han aprobado las tarifas más bajas en ciertos materiales y equipos importados por México. El arancel cero a las importaciones de México de productos petroquímicos de los Estados Unidos y Canadá podría generar mayor competencia en la industria petroquímica en México. En la medida en que los precios nacionales e internacionales de los productos de PEMEX se mantengan constantes, los aranceles más bajos en productos, materiales y equipos que se importen y exporten a Estados Unidos y Canadá, reducirán los gastos y aumentarán los ingresos de PEMEX.

Volúmenes y precios de venta

La rentabilidad de las operaciones en cualquier periodo contable en particular está directamente relacionada con el volumen de ventas y los precios promedio de realización del petróleo crudo y el gas natural que PEMEX vende. Estos precios de realización promedio para el petróleo crudo y el gas natural fluctúan de un periodo a otro debido a las condiciones del mercado mundial y a otros factores.

Volúmenes y precios de exportación

PEP vende petróleo crudo a PMI quien, a su vez, lo vende a clientes en el extranjero. El volumen de petróleo crudo que se exporta es el volumen entregado a los clientes en el extranjero según se ajuste por su contenido de agua de acuerdo con el conocimiento de embarque y prácticas comerciales estándar. Las fórmulas de los precios de exportación de petróleo crudo se basaron en una canasta internacional de precios de referencia y una constante establecida de acuerdo con las condiciones de mercado específicas. Los precios de exportación de productos refinados, petroquímicos y gas natural se determinan mediante referencia a las condiciones del mercado y negociaciones directas con los clientes.

Los cambios significativos en los precios internacionales de petróleo crudo afectan, en forma directa, los resultados financieros. El impacto de estos cambios sobre los precios del petróleo crudo en las actividades de refinación e industria petroquímica dependen de:

- la magnitud del cambio en los precios del petróleo crudo;
- la rapidez en el ajuste de los precios del petróleo crudo y productos petroquímicos en los mercados internacionales para reflejar cambios en los precios del petróleo crudo; y
- la dimensión en la cual los precios en México, en donde se vende la mayor parte de los productos de petróleo y petroquímicos, reflejan los precios internacionales de estos productos.

La siguiente tabla establece el precio promedio ponderado por barril de petróleo crudo que recibe PMI de las exportaciones a clientes en el extranjero y el precio promedio de su estándar de comparación, el petróleo crudo *West Texas Intermediate*, para los años indicados. Entre 2011 y 2013 los precios promedio del petróleo crudo que PEMEX exportó fue mayor al precio promedio del *West Texas Intermediate*. Sin embargo, al 31 de diciembre de 2014, el precio de petróleo crudo exportado cayó por debajo del precio promedio del *West Texas Intermediate*, debido principalmente al fortalecimiento del precio del *West Texas Intermediate* en comparación con el precio del petróleo crudo *West Texas Sour*, *Light Louisiana Sweet* y *Brent Dated*, así como con el precio de los combustibles con alto contenido de azufre que son sobre los que se basan las fórmulas para la determinación del precio del petróleo crudo mexicano en el mercado americano.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de				
	2011	2012	2013	2014	2015
	(en dólares por barril)				
Precio promedio de petróleo crudo <i>West Texas Intermediate</i>	EUA\$95.04	EUA\$94.13	EUA\$97.90	EUA\$93.28	EUA\$48.71
Precio de exportación promedio ponderado del petróleo crudo de PEMEX.....	101.13	101.82	98.46	86.00	43.39

Nota: Las cifras en la tabla constituyen precios promedio diario para todo el año. Los precios spot al cierre del año son diferentes. El 13 de mayo de 2016, el precio spot del petróleo crudo *West Texas Intermediate* fue de EUA\$46.21 por barril y el precio spot de la canasta de petróleo crudo de PEMEX fue estimado en EUA\$38.65 por barril.

Fuente: Estadísticas de operación de PMI basadas en información de los conocimientos de embarque y los Platt's U.S. Marketscan (McGraw-Hill Company).

Precios nacionales

Hasta el 31 de diciembre de 2015, las fórmulas utilizadas para determinar los precios de los productos petrolíferos y petroquímicos vendidos en el mercado nacional fueron determinadas por la CRE y por el Consejo de Administración de la Emisora, de conformidad con la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley de Planeación, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la Ley de Petróleos Mexicanos y La Ley de Hidrocarburos y la de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética que establecen el nuevo marco para la determinación de precios y tarifas de los energéticos del país (regulados o no). La CRE determina los precios de venta de primera mano basado fundamentalmente en el costo de oportunidad, el cual considera los precios internacionales de los productos y hace ajustes que reflejen los gastos de transporte y diferencias en la calidad de los productos respecto a los internacionales. El precio al público está conformado por el precio de venta de primera mano, IEPS, el margen comercial, los costos de flete y el IVA.

Como parte de la reforma energética, los precios nacionales de gasolina se liberaron y están determinados de acuerdo a las condiciones del mercado para 2018. Durante 2016 y 2017, los precios nacionales de gasolina podrán variar dentro de un rango específico determinado por el Gobierno Federal, en base a los punto de referencia establecidos en 2015 y teniendo en cuenta los puntos de referencia internacionales.

La siguiente tabla compara los precios promedio en términos nominales de productos petrolíferos en México y los Estados Unidos para los años indicados.

	2011		2012		2013		2014		2015	
	México	E.U.A.	México	E.U.A.	México	E.U.A.	México	E.U.A.	México	E.U.A.
Productos petrolíferos										
Gasolina regular sin plomo ⁽¹⁾	118.55	140.36	131.36	145.42	143.36	139.70	153.16	132.21	135.94	91.18
Gasolina Premium ⁽¹⁾	132.67	152.62	139.82	159.03	150.46	156.82	161.52	152.23	144.15	114.42
Diesel ⁽¹⁾	123.15	154.25	135.95	159.89	147.85	158.62	159.37	152.72	144.25	114.11
Turbosina ⁽²⁾	126.53	126.15	137.29	129.08	124.55	123.11	115.54	113.94	70.08	64.67
Queroseno ⁽³⁾	123.16	125.84	135.96	128.37	147.85	122.78	159.37	113.25	142.25	64.07
Gas natural ⁽⁴⁾										
Industrial.....	4.98	5.13	3.65	3.88	5.27	4.64	5.70	5.53	3.38	3.81
Residencial.....	15.89	11.03	12.73	10.65	15.22	10.32	15.71	10.97	12.14	12.27
Petroquímicos selectos										
Amoniaco ⁽⁵⁾	496.17	533.62	530.77	562.83	453.92	505.16	451.93	494.33	397.69	361.48
Polietileno baja densidad ⁽⁶⁾	1,834.27	1,624.92	1,667.72	1,447.47	1,701.00	1,493.94	1,928.41	1,632.48	1,531.95	1,235.44
Polietileno alta densidad ⁽⁷⁾	1,588.15	1,365.56	1,576.48	1,359.29	1,660.18	1,438.83	1,855.88	1,570.89	1,485.01	1,189.62
Estireno ⁽⁸⁾	1,728.37	1,511.64	1,825.91	1,559.16	1,991.57	1,706.27	1,839.24	1,678.04	1,170.08	1,144.37

(1) En dólares por barril. Precio al consumidor final incluyendo impuestos. Precios de la gasolina Premium en la Ciudad de México. Precios en E.U.A. para Houston, Texas.

Fuentes: SHCP y encuesta Lundberg de Precios al Menudeo (Lundberg Survey Inc.). Desde el 1 de enero de 2016, el Gobierno Federal estableció una nueva designación para las gasolinas; gasolina menor a 92 octanos (antes Magna) y gasolina mayor o igual a 92 octanos (antes Premium).

(2) En dólares por barril. Precios en México a puerta de refinería. Precios Spot en Houston, Texas (Jet Fuel Gulf Coast Waterbone).

Fuentes: Dirección de Comercialización de Pemex TRI y Platt's Oilgram U.S. Marketscan (McGraw-Hill Company).

(3) En dólares por barril. En ambos países, precios al consumidor final. Los precios en México incluyen impuestos, mientras que los precios en Estados Unidos los excluyen.

Fuentes: Dirección de Comercialización de Pemex TRI y Petroleum Marketing Monthly publicado por Energy Information Administration (queroseno tipo turbosina y consumidor final).

(4) En dólares por miles de pies cúbicos. Impuestos incluidos.

Precios de gas natural industrial en México son precios de venta de primera mano promedio nacional al sector industrial. Precios de gas natural uso industrial en Estados Unidos son precios a usuarios promedio nacional.

Precios de gas natural residencial en México son precios promedio nacionales al usuario final. Precios de gas natural residencial en Estados Unidos son precios promedio nacionales al usuario final.

Fuente: Dirección de Comercialización de Pemex TRI, CRE y Natural Gas Navigator publicado por Energy Information Administration.

(5) En dólares por tonelada. Los precios excluyen impuestos. Para México precios base de la planta petroquímica de Cosoleacaque. Precios Spot en El Caribe.

Fuente: Pemex TRI, Fertecon Ammonia Report y Argus FMB Ammonia.

(6) En dólares por tonelada. Grado PX20020 P. Los precios excluyen impuestos. Precios en México al consumidor final. Precios de Estados Unidos de exportación.

Fuente: Dirección de Comercialización de Pemex TRI y ICIS-Pricing.

(7) En dólares por tonelada. Grado PADMEX 65050. Los precios excluyen impuestos. Precios en México al consumidor final. Precios de Estados Unidos de exportación.

Fuente: Dirección de Comercialización de Pemex Transformación Industrial y ICIS-Pricing.

(8) En dólares por tonelada. Los precios excluyen impuestos. Precios en México al consumidor final. Precio promedio de contrato y spot en Estados Unidos.

Fuente: Dirección de Comercialización de Pemex TRI y ICIS-Pricing.

Derechos sobre la extracción de petróleo, IEPS y otros impuestos

La siguiente tabla muestra los impuestos y derechos que PEMEX registró en los tres últimos años:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾		
	2013	2014	2015
	(en millones de pesos)		
Derechos sobre la extracción de hidrocarburos y otros impuestos	\$857,356	\$760,912	\$377,087
Impuesto a los rendimientos petroleros	3,788	(18,735)	—
Impuesto sobre la renta	3,752	3,898	(45,587)
IEPS ⁽²⁾	—	—	—
Total.....	\$864,896	\$746,075	\$331,500

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo. Para la descripción de estos impuestos y derechos, ver 2)b)E.—"Legislación aplicable y situación tributaria".

(1) Las cifras se presentan en pesos nominales.

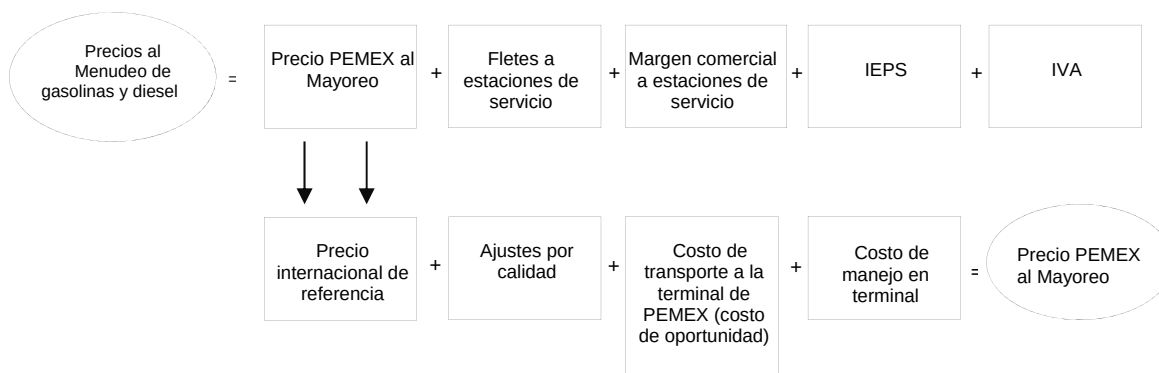
(2) Durante 2013, 2014 y 2015 no se generó IEPS debido a que se generó una tasa negativa del IEPS como se explica a continuación.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Dictaminados de 2015.

Durante 2015, el IEPS permitió que Pemex TRI conservara la porción de ingresos por ventas que representaron los precios de referencia internacionales ajustados de los productos, además de proporcionar al Gobierno Federal la diferencia entre los precios al público en México, los cuales son precios controlados por el Gobierno Federal basados en la inflación y los precios de referencia internacionales ajustados del diesel y la gasolina. La SHCP determina los precios al menudeo de la gasolina y del diesel al inicio de cada año fiscal, conjuntamente con la preparación del presupuesto del Gobierno Federal para dicho año.

Los precios al público de la gasolina y del diesel reflejan la adición del IEPS, cuando el IEPS es positivo, así como del IVA. Ver 2)b)E.—“*Legislación aplicable y situación tributaria*”.

Para los combustibles usados en vehículos automotores, el IEPS es igual (a) el precio al cual Pemex TRI vende la gasolina y diesel menos (b) el IVA, menos (c) el precio productor de Pemex TRI, menos (d) el flete a las estaciones de servicio y menos (e) el margen comercial.



Cuando aumentaron los precios internacionales durante 2015, el precio productor se incrementó y como resultado, el IEPS que se cobró a los consumidores y que se le transfirió al Gobierno Federal disminuyó, ya que el precio al menudeo de la gasolina y el diesel es fijo.

Desde finales del año 2005 hasta abril de 2015, el precio al público de la gasolina y diesel fue menor a la suma del precio productor de PR, el IVA, el flete a la estación de servicio y el margen del distribuidor, lo que generó una tasa “negativa” del IEPS, por lo tanto, no se causó IEPS en esos años. Desde 2006 a 2014 para el año aplicable, la Ley de Ingresos de la Federación estableció que los montos que resulten de las tasas del IEPS negativo en PEMEX, pueden acreditarse contra el IEPS a cargo y, si hubiera remanente, se podrá acreditar contra el IVA y, si existiese todavía excedente, contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Los créditos del IEPS están registrados en el estado de resultados bajo “Otros Ingresos” de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados que se incluyen en el Reporte Anual. En 2014 a PEMEX le fue permitido acreditar \$43.1 mil millones del IEPS negativo, de los cuales PEMEX acreditó \$40.3 mil millones contra el IEPS y el IVA. A partir del 1 de enero de 2015, la Ley de Ingresos de la Federación ya no permite a PEMEX acreditar impuestos negativos del IEPS contra cualquier impuesto u obligación. Por lo tanto, dichas cantidades no fueron registradas como “Otros Ingresos” en 2015.

Desde el 1 de enero de 2016 el IEPS es una cuota en las ventas internas de gasolina y diesel que Pemex TRI recauda en nombre del Gobierno Federal. La cuota depende de la clase de combustible y es determinada mensualmente por la SHCP.

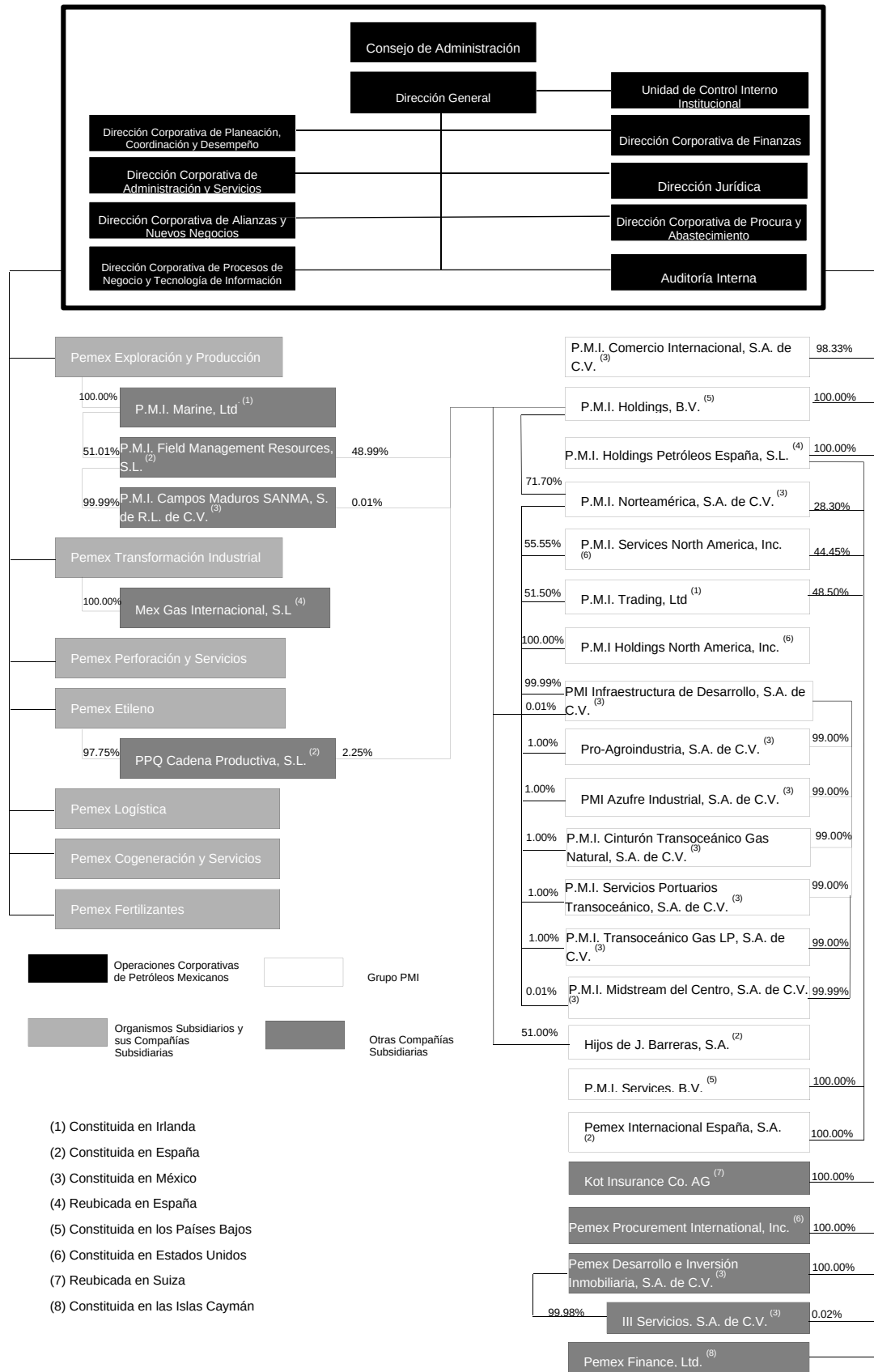
Inflación

México experimentó una gran inflación durante la década de los años ochenta. La tasa anual de inflación, de acuerdo con mediciones por el cambio en el INPC, disminuyó de un 159.2% en 1987 a 11.9% en 1992, 8.0% en 1993 y 7.1% en 1994. Sin embargo, los sucesos económicos que siguieron a la devaluación del peso frente al dólar a finales de 1994 y 1995, así como las fluctuaciones de los mercados internacionales financieros, causaron que la inflación tuviera un aumento a 52.0% en 1995. Después de 1995, la inflación disminuyó de 27.7% en 1996 a 15.7% en 1997. La tasa anual de inflación en los últimos cinco años ha sido de 3.8% en 2011, 3.6% en 2012, 4.0% en 2013, 4.1% en 2014 y 2.1% en 2015.

PEMEX reconoció los efectos de inflación en su información financiera hasta el 31 de diciembre de 2007, fecha en que la economía mexicana dejó de considerarse hiperinflacionaria.

Bajo NIIF, cuando la inflación acumulada en los últimos tres ejercicios se aproxima o excede 100% o más se considera una economía hiperinflacionaria y se deben reconocer los efectos de la inflación en la información financiera de la Emisora. Debido a que el ambiente económico en los últimos tres ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2013, 2014 y 2015 no calificó como hiperinflacionario, la Emisora no reconoció efectos de la inflación en sus Estados Financieros Consolidados Dictaminados al 31 de diciembre de 2013, 2014 y 2015.

I. Estructura corporativa



J. Descripción de los principales activos

Propiedades, plantas y equipo

General

Las principales propiedades de PEMEX, que consisten en refinerías, instalaciones de almacenamiento, producción, manufacturas, instalaciones de transporte y ciertos puntos de venta, se ubican en el territorio nacional, incluyendo la zona de aguas territoriales del Golfo de México. La ubicación, carácter, utilización, capacidad productiva y las cuestiones relacionadas con la exploración, perforación, refinación, producción petroquímica, instalaciones de transporte y almacenamiento se describen en la *sección 2) — “La Emisora”* del Reporte Anual.

El programa de aseguramiento de los bienes de PEMEX es un programa global que da cobertura a prácticamente todo el patrimonio, tanto en tierra como en mar, sobre una base “todo bien todo riesgo primer riesgo”. Ver 2)b)C. —“Otros Contratos—Contratos de seguros”.

Reservas

De acuerdo con las leyes mexicanas, las reservas de hidrocarburos ubicados en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. El Gobierno de México, en la Ronda Cero otorgó a la Emisora el derecho de explotar el petróleo y otras reservas de hidrocarburos. Las empresas productivas del Estado y otras empresas que participan en la industria de los hidrocarburos en México pueden reportar asignaciones, o contratos y los beneficios correspondientes previstos para propósitos contables y financieros. Los estimados de las reservas de hidrocarburos de México sobre las que la Emisora tiene derecho a explotar se describen en la *sección 2)b)A.(i) “Exploración y producción”— “Reservas”*.

K. Procesos judiciales, administrativos o arbitrales

Dentro del curso normal de sus negocios, PEMEX es parte en numerosos procesos de diversa naturaleza. En cada caso en particular PEMEX evalúa la procedencia o improcedencia de las prestaciones reclamadas, a fin de determinar si es necesario crear un fondo de contingencia para el caso de obtener una resolución desfavorable.

Juicios laborales

PEMEX enfrenta diversas demandas laborales presentadas por algunos trabajadores y ex-trabajadores. Dichas demandas se derivan de pagos de indemnizaciones por despido, pagos por seguro de vida, prórroga de los contratos de trabajo, nivel de salarios, despidos injustificados y aportaciones para vivienda. PEMEX no espera que estos juicios tengan o puedan tener un efecto relevante adverso sobre los resultados de operación y la posición financiera de PEMEX.

Para conocer más información sobre las negociaciones con el Sindicato y el Contrato Colectivo Ver 2)b)F.—“*Recursos Humanos*”.

Auditorías del Gobierno Federal y otras investigaciones

En mayo de 2005, la SFP anunció que había sancionado a varios ex funcionarios de la Emisora, alegando que habían desviado ilegalmente fondos a los miembros del Sindicato. En diciembre de 2009, la SFP dictó resolución por la cual le impuso al Sr. Rogelio Montemayor Seguy, ex Director General de la Emisora, una sanción administrativa por \$1,421.1 millones y le prohibió el ejercicio de cargos públicos por 20 años. En abril de 2010, el Sr. Montemayor presentó un recurso contra dicha sanción ante la Quinta Sala Regional del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, mismo que se resolvió el 24 de enero de 2013 confirmando las sanciones de inhabilitación, así como la sanción económica y declarando nulidad de la cuantificación de dicha sanción.

En marzo y abril de 2010, la SFP presentó siete denuncias penales en contra de servidores públicos de PR, en relación con diversas contrataciones irregulares realizadas con motivo de la ruptura de un oleoducto en Nanchital, Veracruz. En agosto de 2013, el Ministerio Público Federal notificó el no ejercicio de la acción penal por prescripción de la acción del Estado por el simple transcurso del tiempo, determinación en

contra de la cual la SFP formuló inconformidad, misma que se tramitó ordenando a la Representación Social de la Federación el desahogo de diversas diligencias y agotado lo anterior, nuevamente consultará el no ejercicio de la acción penal. Se han generado 28 juicios contenciosos, de los cuales se han concluido 24, en 16 se han declarado en definitiva la validez legal de las sanciones administrativas impuestas, en 6 se ha declarado la nulidad lisa y llana y en 2 se declaró la nulidad para efectos a fin de que se emita una nueva resolución.

En mayo de 2010, la SFP presentó dos denuncias penales e inició dos procedimientos administrativos en contra de María Karen Miyasaki Hara, quien se desempeñaba como Subdirectora Comercial de Destilados Intermedios de PMI, por ser la presunta responsable de actos de corrupción con un detrimento para PMI de EUA\$13 millones, consistentes en la compraventa innecesaria de diesel de ultra bajo azufre, con aparente beneficio económico para empresas extranjeras, entre las que se encuentra Blue Oil Trading LTD. En noviembre de 2010 la SFP resolvió el primer procedimiento determinando una sanción de inhabilitación para desempeñar un empleo, cargo o comisión en el servicio público por 20 años y multa por la cantidad de \$164.2 millones. Dicha resolución fue combatida a través de juicio de nulidad ante la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa. El 2 de julio de 2015, la Segunda Sección de la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa resolvió declarar la nulidad de la resolución. La SFP presentó un recurso de revisión contra dicha resolución, mismo que a la fecha del Reporte Anual continúa pendiente de emitirse. El 25 de junio de 2013 la SFP resolvió el segundo de los procedimientos administrativos en contra de la ex-servidora pública con inhabilitación para desempeñar un empleo, cargo o comisión en el servicio público por 20 años y multa por la cantidad de \$59.3 millones. El 23 de septiembre de 2013 la ex-funcionaria presentó juicio de nulidad radicado ante la Octava Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa. A la fecha del Reporte Anual, se encuentra pendiente que se emita la sentencia.

En diciembre de 2010, la SFP sancionó a 15 servidores públicos por estar involucrados en irregularidades detectadas en un procedimiento de licitación para el arrendamiento de cuatro buquestanque. Las sanciones consisten en inhabilitación para ocupar algún cargo público hasta por 10 años, así como diversas sanciones económicas. Dichas sanciones fueron impugnadas. En nueve de ellas se declaró la nulidad de la resolución, en cuatro se declaró la validez de la resolución y dos se encuentran pendientes. El Sr. Zerméño Díaz presentó un amparo contra la resolución que declaraba la validez de la sanción ante el Décimo Tercer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Primer Circuito, que a la fecha del Reporte Anual continúa pendiente de resolverse. El Sr. Ortiz Ochoa presentó un amparo contra la resolución que declaraba la validez de la sanción ante el Tribunal Colegiado del Primer Circuito, que fue otorgado y se está en espera de que se emita una nueva sentencia.

El 11 de octubre de 2011, la SFP anunció que sancionó a tres funcionarios de PMI por un monto total de \$267.8 millones por supuestos descuentos excesivos e injustificados en la venta de gasolina favoreciendo supuestamente a algunas empresas. Dichos funcionarios fueron también inhabilitados para ocupar cargos públicos por 10 años. Dichas sanciones fueron impugnadas. En dos casos, se decretó la nulidad de las sanciones y a la fecha del Reporte Anual, en uno de los casos aún no se dicta sentencia por parte de la Segunda Sala Regional México-Hidalgo.

En julio de 2011 se presentó una denuncia en contra de Mario Blenda Ahumada, ex Subdirector de Comercio y Productos Refinados de PMI al haberse detectado un aumento en su patrimonio por un monto aproximado de \$11 millones, en la que se consultó el no ejercicio de la acción penal. La SFP interpuso contra dicha determinación el recurso de inconformidad, el cual se encuentra pendiente de resolverse.

En su momento, se iniciaron nueve procedimientos administrativos de sanción a proveedores y contratistas, en contra de la empresa Oceanografía, S.A. de C.V., mismos que fueron acumulados en uno solo. El 10 de febrero de 2014, se emitió resolución en la que se sancionó a Oceanografía, S.A. de C.V., con inhabilitación de aproximadamente un año nueve meses para presentar propuestas o celebrar contratos con, entre otras, PEMEX e imponiéndole una multa de \$24.0 millones, misma que fue publicada en el Diario Oficial de la Federación del 11 de febrero de 2014, debido a que dicha empresa entregó primeramente pólizas de fianza que cubrían el 10% del monto total de cada contrato y posteriormente las sustituyó sin causa justificada por otras de menor monto.

El 4 de marzo de 2014 Oceanografía, S.A. de C.V. promovió juicio de amparo (211/2014-III) radicado en el Juzgado Décimo Cuarto de Distrito en el Estado de Veracruz con residencia en Coatzacoalcos, Veracruz, en contra de la sanción de inhabilitación y multa, mismo que fue concedido el 4 de noviembre de 2014 dejando sin efecto las sanciones referidas. A pesar de que con fechas 12 y 18 de diciembre de 2014 y

12 de marzo de 2015, la SFP así como el Presidente Constitucional, respectivamente, interpusieron recursos de revisión (expediente A.R.A 153/2015) que se radicó ante el Tribunal Colegiado del Décimo Circuito en Coatzacoalcos, el cual fue resuelto el 10 de junio de 2015, confirmando la determinación del Juzgado de Distrito.

Por lo anterior, en estricto cumplimiento a lo ordenado en la sentencia de 4 de noviembre de 2014: a) se dejó insubsistente la resolución de fecha 10 de febrero de 2014, emitida en el expediente CI-S-PEP-039/2013 y sus acumulados (publicada en el Diario Oficial de la Federación del 21 de julio de 2015), y b) se dictó nueva resolución en la que se tuvo que afirmar que la empresa Oceanografía, S.A. de C.V., no se ubica en el supuesto sancionable.

El 8 de julio de 2014, en el juicio concursal (No. 265/2014-V) promovido por Oceanografía, S.A. de C.V., el Juez Tercero de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal, emitió una resolución interlocutoria en la que ordenó suspender temporalmente la ejecución de las sanciones de inhabilitación y multa impuestas a Oceanografía, S.A. de C.V. Este mandato judicial fue publicado, en el Diario Oficial de la Federación, el 30 de julio de 2014, el cual quedó sin efectos con la publicación de la nueva resolución del 4 de noviembre de 2014, señalada en el párrafo que antecede.

Por otra parte, la SFP inició procedimiento de responsabilidades en contra de diversos servidores públicos, el cual culminó con la resolución de 24 de abril de 2014, en la que se sancionó a cuatro servidores públicos de PEP por haber participado en los hechos irregulares en que incurrió Oceanografía, S.A. de C.V., destituyéndolos e inhabilitándolos para desempeñar empleos, cargos o comisiones en el servicio público por periodos de seis meses y un año. En contra de la resolución sancionatoria, de manera individual, se interpusieron juicios de nulidad que se radicaron con los números 14/8891-19-01-02-OT; 10781/14-17-10-5; 16172/14-17-04-7; y 15972/14-17-11-4, ante las Salas Regionales Chiapas-Tabasco, Décima Metropolitana, Cuarta Metropolitana, y Décimo Primera Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.

Respecto al juicio de nulidad 15972/14-17-11-4, la Décimo Primera Sala Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, mediante resolución del 19 de marzo de 2015, declaró la nulidad lisa y llana de la resolución, por lo que se interpuso el recurso de revisión fiscal R.F. 196/2015, el cual fue resuelto el 16 de octubre de 2015, declarando infundado el recurso.

Por lo anterior, en estricto cumplimiento a lo ordenado por el Tribunal de Justicia Fiscal y Administrativa, el 26 de febrero de 2016, se dictó Acuerdo que ordena restituir a dicho servidor público en el goce de sus derechos de los que hubiese sido privado con motivo de la ejecución de la resolución de 24 de abril de 2014.

Acciones contra el mercado ilícito de combustibles

En 2015, se aplicó la estrategia de seguridad en las instalaciones de la Emisora para reducir los principales factores de crecimiento del mercado ilícito de combustibles. Con ello se espera:

- Aumentar la producción de hidrocarburos derivados del descenso en la producción diferida causada por las actividades de vandalismo.
- Reducir los volúmenes de productos y materiales robados.
- Fortalecer la coordinación con las autoridades de los tres órdenes de gobierno.
- Optimizar el trabajo conjunto con la Secretaría de la Defensa Nacional, así como con la Secretaría de Marina-Armada de México, la Procuraduría General de la República y los gobiernos estatales en las entidades federativas con mayor incidencia en este tipo de delito.
- Proteger a las personas y el medio ambiente de los daños colaterales de las tomas clandestinas.

Dada la sofisticación y alcance de esta red de criminal y sus actividades, las medidas preventivas por sí mismas han sido insuficientes para eliminar la amenaza del mercado ilícito de combustibles. En respuesta a ello, PEMEX ha implementado diversas iniciativas con el objeto de desarrollar un modelo operativo sustentable para salvaguardar sus áreas de operación, que comprenden aproximadamente 2.0 millones de km² en campos de regiones terrestres y 3.2 millones de km² de aguas territoriales mexicanas. Estas iniciativas tratan de fortalecer la habilidad de PEMEX para combatir el mercado ilícito de combustibles, e incluyen la inversión de EUA\$282.0 millones entre 2014 y 2016 para su sistema de control y adquisición de datos (SCADA), el cual está diseñado para detectar cualquier descenso de presión en los ductos, a fin de identificar y prevenir tomas clandestinas. Estas medidas forman parte de acciones exhaustivas de PEMEX para reducir los riesgos mencionados, con el fin de optimizar sus operaciones y proteger a su personal, sus instalaciones, así como la población en general y el medio ambiente.

Durante 2015 en PEMEX se implementaron las siguientes medidas estratégicas con el propósito de disminuir la actividad ilícita en sus instalaciones:

La vigilancia fija continuó en un 10% respecto a 2014, con el fin de movilizar estas fuerzas en el patrullaje de las zonas con mayor tasa de criminalidad en materia de hidrocarburos.

Se identificaron 4,907 vehículos por su participación en el mercado ilícito de combustibles, en comparación con 3,187 vehículos en 2014, lo que representa un aumento del 54%, y disminuyó el número de individuos presentados ante las autoridades judiciales en relación con el mercado ilícito de combustibles a 1,154, en comparación con los 1,381 individuos presentados ante las autoridades judiciales en 2014, lo que representa una disminución del 16.4%. Esto significa que la estrategia de seguridad está inhibiendo la presencia del crimen.

Se inspeccionaron los derechos de vía y las instalaciones a través de un total de 10,812,470 kilómetros patrullados en 2015, a un promedio de 29,317 kilómetros por día por vehículos y 306 kilómetros por día a pie, en comparación con los 26,588 kilómetros por día por vehículos y 593 kilómetros por día a pie durante 2014. Estas actividades de vigilancia se llevaron a cabo en coordinación con la Secretaría de la Defensa Nacional, la Secretaría de Marina-Armada de México y otras autoridades gubernamentales.

Se fortaleció la colaboración de PEMEX con otras entidades gubernamentales en México, incluyendo la Procuraduría General de la República, la policía federal, la Secretaría de Gobernación, entre otros, para compartir información y proporcionar apoyo a los equipos de investigación enfocados en el robo y el mercado ilícito de combustibles. También hemos proporcionado capacitación a las autoridades responsables de la prevención, detección y persecución de las actividades delictivas en el mercado ilícito de combustibles, en un esfuerzo para apoyar la coordinación intergubernamental. Durante 2015 PEMEX ha presentado 7,151 denuncias penales en relación con el mercado ilícito de combustibles y las tomas clandestinas, en comparación con 5,842 denuncias penales durante 2014, lo que representa un incremento de 22.4%. Como resultado de lo anterior se consignaron 629 personas en 2015 en comparación con 659 personas en 2014 y se recuperó un total de 11.02 millones de litros de producto en 2015, contra 13.09 millones de litros de producto en 2014.

La Emisora tiene contemplado integrar 379 válvulas de aislamiento al sistema de control y adquisición de datos (SCADA) como parte de su proyecto que incluirá 47 ductos. A la fecha del Reporte Anual, PEMEX ha integrado 203 de éstas válvulas de aislamiento y se pretende la integración de las restantes 176 válvulas de aislamiento para noviembre de 2016.

Esta estrategia de detectar y sellar una mayor cantidad de tomas tiene como resultado la obtención de información, con la cual se propusieron mejores estrategias para el combate al robo de hidrocarburos, toda vez que operativamente indicó un mejor despliegue del patrullaje en el terreno para la identificación inmediata de las tomas clandestinas y solicitar su clausura definitiva a fin de evitar la extracción de producto que, incluso, en algunas tomas ha sido por años.

Estos esfuerzos también condujeron a la identificación y sellado de 5,252 tomas clandestinas en 2015, en comparación con la identificación y sellado de 3,669 tomas clandestinas durante 2014, lo que representa un aumento del 43%. Este incremento fue resultado tanto del aumento de la vigilancia como del incremento en el número de intentos criminales para desviar los productos de PEMEX. El enfoque renovado en la detección de tomas clandestinas en 2014 permitió a PEMEX obtener más información y desarrollar estrategias más efectivas para combatir el robo de combustibles, que, a su vez, mejoró su capacidad para desplegar patrullajes en el terreno para la inmediata identificación y sellado de las tomas clandestinas y prevenir la extracción adicional de los productos de hidrocarburos de PEMEX.

Con el objetivo de reforzar la seguridad de su infraestructura de transporte de combustibles, PEMEX anunció en febrero de 2015 su plan de pruebas para empezar a transportar únicamente gasolina y diesel sin terminar, a través de sus ductos. Al transportar los combustibles en este estado, en el que aún no son adecuados para su uso en vehículos automotores y plantas industriales, PEMEX espera minimizar el incentivo para intervenir ilegalmente sus tuberías. El tratamiento final de estos combustibles se llevará a cabo en las instalaciones de almacenamiento de PEMEX antes de su entrega para su uso en vehículos automotores y actividades industriales.

El 12 de enero de 2016, la Ley Federal Prevenir y Sancionar los Delitos Cometidos en Materia de Hidrocarburos fue publicada en la Gaceta Oficial de la Federación, junto con varias reformas a las leyes relacionadas incluyendo el Código Federal de Procedimientos Penales, el Código Penal Federal y la Ley Federal contra la Delincuencia Organizada. Esta nueva ley y las reformas relacionadas con la misma establecen penas adicionales por la perforación ilegal de tuberías, el robo de hidrocarburos y la alteración de los sistemas de medición de hidrocarburos, entre otros.

El 7 de junio de 2010, PEP presentó demanda civil (4:10-cv-01997) por daños y perjuicios ante la Corte de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito de Texas, División Houston en contra de diversas sociedades y personas físicas por la adquisición, posesión y venta ilegal de condensados sustraídos ilícitamente de instalaciones de PEP en la cuenca de Burgos. Posteriormente, la demanda fue ampliada para incluir demandados adicionales que están involucrados en la compra y reventa ilegal de productos petrolíferos originarios de México. Durante el primer semestre del 2014, se obtuvieron sentencias a favor a PEP por EUA\$71 millones correspondientes a algunos de los demandados. El Juez de Distrito decidió aplicar la prescripción de dos años disminuyendo con ello la posibilidad de PEP para acceder a aquellas recuperaciones de más dos años a partir de la demanda. El 29 de septiembre de 2014 se presentó una apelación ante la Corte del Quinto Circuito en los Estados Unidos de Norteamérica, y el 5 de marzo del 2015, la Corte de Apelaciones emitió sentencia, confirmando la del Juez de primera instancia en cuanto a la aplicabilidad de la Ley de Texas, al término de prescripción en el asunto. El 19 marzo del 2015, PEP presentó una solicitud de nueva audiencia ante esa Corte de Apelaciones, tendiente a reconsiderar su decisión, argumentando los temas de inalienabilidad e imprescriptibilidad de la propiedad de los hidrocarburos, y en consecuencia la soberanía por parte del Estado Mexicano al respecto, así como la violación a diversos principios legales de los Estados Unidos de Norteamérica, al legitimar la transferencia de la propiedad de bienes ilegalmente adquiridos y con ello sentar un precedente que favorezca conductas análogas. La Corte de Apelaciones negó la solicitud de reconsideración de una nueva audiencia en la etapa de apelación.

K. Procesos judiciales, administrativos o arbitrales

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 del Reporte Anual.

Al 31 de diciembre de 2014 se tenía registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$19,787.4 millones y al 31 de diciembre de 2015 se tiene una provisión por \$12,775.3 millones. 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\$293.6 millones y \$34.4 millones más intereses. COMMISA solicitó el reconocimiento y ejecución del laudo ante la Corte del Distrito Sur de Nueva York en Estados Unidos ("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 millones, mismo que incluye la fianza por EUA\$106.8 millones, ejecutada por PEP, cada parte cubrirá el 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, 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 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, 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 la Emisora 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 SAT dio a conocer a PEP las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006, por las contribuciones federales, el IVA y el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, notificada el 22 del mismo mes y año, el SAT determinó un crédito fiscal a cargo de PEP, por la supuesta omisión en el entero de IVA y Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, actualización, recargos y multa, por la cantidad de \$4,575.2 millones. 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 la Emisora 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 \$3,581.8 millones por supuestas omisiones en el pago del Impuesto Sobre la Renta, multas, recargos y actualización, sustentado en que la Emisora 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%. La Emisora 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 \$23.2 millones. La Emisora 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 \$2,094.2 millones. 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 \$1,553.3 millones 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 la Emisora y a PGPB ante el Juzgado Séptimo de Distrito en Reynosa, Tamaulipas, el pago de daños y perjuicios, por la cantidad de \$1,490.8 millones 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\$193.7 millones 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 millones, 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 de 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 de 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 la Emisora y el Director General de PEP, reclamando la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros por un monto de \$1,552.7 millones. 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 la Emisora y PR, contando con la previa autorización de sus respectivos consejos de administración, en junio de 2015 la Emisora y PR 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 del Reporte Anual este asunto ha concluido.

Los resultados de los procesos incluidos en el Reporte Anual son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes.

L. Dividendos

De conformidad con lo establecido por la Ley de Petróleos Mexicanos, a partir del 1 de enero de 2016, la Emisora y sus nuevas empresas productivas subsidiarias deberán pagar al Gobierno Federal, en forma anual, un dividendo estatal. En julio de cada año la Emisora y las Entidades Subsidiarias estarán obligadas a entregar a la SHCP un reporte sobre su situación financiera, los planes, opciones y perspectivas de inversión y financiamiento en el ejercicio inmediato siguiente y los cinco años posteriores, acompañado de un análisis sobre la rentabilidad de dichas inversiones y la proyección de los estados financieros correspondientes. La SHCP, considerando dicha información y previa opinión favorable del Comité Técnico del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, determinará la propuesta del monto que la Emisora y las Entidades Subsidiarias deberán entregar como dividendo estatal. La Ley de Petróleos Mexicanos establece que el dividendo estatal para 2016 será, como mínimo, equivalente al 30% de los ingresos después de impuestos que generen la Emisora y las Entidades Subsidiarias durante el año 2015. Sin embargo, el Gobierno Federal anunció que PEMEX no será sujeto al pago del dividendo estatal durante

2016. Ver 3)d)ii).— “Situación financiera, liquidez y recursos de capital – Estructura del patrimonio y los Certificados de Aportación “A””.

3) INFORMACIÓN FINANCIERA

a) Información financiera seleccionada

La información financiera seleccionada que se presenta por los periodos que terminaron el 31 de diciembre de 2013, 2014 y 2015 se deriva de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de los ejercicios 2013, 2014 y 2015 preparados de acuerdo a las NIIF. Los montos que se presentan en el Reporte Anual están en términos nominales.

Los Estados Financieros Consolidados Dictaminados para los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013, 2014 y 2015 fueron auditados por Castillo Miranda y Compañía, S.C., “BDO México”, una firma de auditores independientes.

La información financiera consolidada seleccionada que se incluye en el Reporte Anual debe ser leída y analizada en forma conjunta con dichos Estados Financieros Consolidados Dictaminados y sus notas complementarias. Asimismo, dicho resumen deberá ser leído y analizado tomando en consideración todas las explicaciones proporcionadas por la administración de la Entidad a lo largo del capítulo “Información Financiera”, especialmente en la sección “Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad”. Ciertas cifras en los estados financieros consolidados para los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2014 han sido reclasificadas para ajustarlas a la presentación de las cifras de los estados financieros consolidados para el año terminado el 31 de diciembre de 2015. Estas reclasificaciones no son significativas para los estados financieros consolidados y no tuvieron impacto en la utilidad neta consolidada de PEMEX.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre ⁽¹⁾⁽²⁾		
	2013	2014	2015
	(en millones de pesos) ⁽³⁾		
Datos del Estado de Resultados			
Ventas netas	\$1,608,205	\$1,586,728	\$1,166,362
Rendimiento de operación	727,622	615,480	(154,387)
Ingreso financiero	8,736	3,014	14,991
Costo financiero	39,586	51,559	67,774
(Pérdida) Rendimiento por derivados financieros neto.....	1,311	(9,439)	(21,450)
Utilidad (pérdida) cambiaria.....	(3,951)	(76,999)	(154,766)
Rendimiento (pérdida) neto del ejercicio	(170,058)	(265,543)	(712,567)
Datos del Balance General (fin del periodo)			
Efectivo y equivalentes de efectivo.....	80,746	117,989	109,369
Total del activo	2,047,390	2,128,368	1,775,654
Deuda a largo plazo	750,563	997,384	1,300,873
Total del pasivo a largo plazo.....	1,973,446	2,561,930	2,663,922
Patrimonio	(185,247)	(767,721)	(1,331,676)
Otros Datos Financieros			
Depreciación y amortización	148,492	143,075	167,951
Inversiones en activos fijos al costo ⁽⁴⁾	245,628	230,679	253,514

(1) Los datos presentados fueron preparados bajo NIIF.

(2) Incluye a la Emisora, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias listadas en la Nota 4 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de 2015 incluidos en el Reporte Anual..

(3) Las cifras se presentan en pesos nominales.

(4) Incluye el costo financiero capitalizado. El monto corresponde a las inversiones en activos fijos que se muestran en el estado del flujo de efectivo. Ver Nota 12 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en el Reporte Anual.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Dictaminados de PEMEX.

Información financiera seleccionada de los Garantes

A continuación se muestra información financiera seleccionada de los Garantes, por los últimos tres ejercicios fiscales, cuyas cifras están expresadas en millones de pesos. Ver 6)1. — Anexos— “Estados Financieros Consolidados Dictaminados al 31 de diciembre del ejercicio 2015”- Nota 5:

	PEP	PR	PGPB
<u>Año que terminó el 31 de diciembre de 2015</u>			
Activo total	1,698,909	250,665	166,129
Patrimonio	(286,648)	(208,702)	44,162
Ventas netas totales	690,642	589,548	137,455
Rendimiento (pérdida) de operación	(93,103)	(94,028)	18,248
Rendimiento (pérdida) neto	(667,394)	(113,148)	18,126
<u>Año que terminó el 31 de diciembre de 2014:</u>			
Activo total	1,953,828	535,095	210,626
Patrimonio	258,956	(293,482)	65,435
Ventas netas totales	1,134,520	841,458	243,953
Rendimiento (pérdida) de operación	730,621	(99,090)	(8,655)
Rendimiento (pérdida) neto	(153,377)	(113,826)	15,584
<u>Año que terminó el 31 de diciembre de 2013:</u>			
Activo total	1,837,047	529,768	221,866
Patrimonio	494,068	(211,013)	77,614
Ventas netas totales	1,250,772	819,391	219,469
Rendimiento (pérdida) de operación	842,205	(108,955)	1,446
Rendimiento (pérdida) neto	(42,084)	(123,015)	3,909

Tipo de cambio

Los flujos de ingreso y egreso de PEMEX son en pesos y dólares. PEMEX presenta ingresos en dólares provenientes de las exportaciones de petróleo crudo y de productos del petróleo y realiza pagos en la misma moneda para cubrir, entre otros, los compromisos por importaciones o pago de deuda; sin embargo, en ocasiones es necesario realizar transacciones peso-dólar para hacer frente a compromisos en estas divisas.

La siguiente tabla, expresada en pesos por dólar, muestra el tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en México para los periodos indicados:

Periodo Ejercicio que terminó el 31 de diciembre	Tipo de Cambio			Fin del Periodo
	Alto	Bajo	Promedio ⁽¹⁾	
2006.....	11.4809	10.4303	10.9010	10.8755
2007.....	11.2676	10.6639	10.9269	10.8662
2008.....	13.9183	9.9180	11.1383	13.5383
2009.....	15.3650	12.5969	13.5095	13.0587
2010.....	13.1819	12.1575	12.6367	12.3571
2011.....	14.2443	11.5023	12.4273	13.9787
2012.....	14.3949	12.6299	13.1685	13.0101
2013.....	13.4394	11.9807	12.7675	13.0765
2014.....	14.7853	12.8462	13.2983	14.7180
2015.....	17.3776	14.5559	15.8542	17.2065
2016:				
Enero.....	18.6080	17.2487	17.9456	18.2906
Febrero.....	19.1754	18.0568	18.4592	18.1680
Marzo.....	18.1706	17.2995	17.6811	17.4015
Abril.....	17.8930	17.2370	17.4902	17.3993

(1) Promedio de los tipos de cambio a fin de mes excepto para el tipo de cambio mensual para 2016.

Fuente: Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en México publicado por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación.

El tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en México publicado el 13 de mayo de 2016 por el Banco de México fue de \$18.1562 por EUA\$1.00.

b) Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación

Resultados de operación por segmento de negocios

Esta sección presenta los resultados de las operaciones por segmento de negocios, incluyendo las operaciones corporativas centrales y las operaciones de las Compañías Subsidiarias consolidadas.

Como se menciona en la Nota 1, derivado de la Reforma Energética, La Emisora tuvo una reorganización corporativa y al 31 de diciembre de 2015, los segmentos de operación presentados son diferentes a aquellos mostrados al 31 de diciembre de 2014, debido a la creación de las nuevas Entidades Subsidiarias.

Ingresos por segmento de negocio

La siguiente tabla muestra los ingresos por ventas netas a terceros e interorganismos por segmento de negocios para los tres ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, así como el cambio porcentual en los ingresos por ventas de los años 2014 al 2015.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de			2015 vs. 2014 (%)
	2013	2014	2015	
	(en millones de pesos) ⁽¹⁾			
Exploración y producción ⁽²⁾				
Ventas a terceros ⁽³⁾	—	—	—	—
Ventas interorganismos	<u>\$1,250,772</u>	<u>\$1,134,520</u>	<u>\$690,642</u>	(39.1)
Total de ventas netas	\$1,250,772	\$1,134,520	\$690,642	(39.1)
Refinación				
Ventas a terceros ⁽³⁾⁽⁴⁾	744,497	763,005	589,548	(22.7)
Ventas interorganismos	<u>74,894</u>	<u>78,453</u>	<u>54,876</u>	(30.0)
Total de ventas netas	819,391	841,458	644,424	(23.4)
Gas y petroquímica básica				
Ventas a terceros ⁽³⁾⁽⁴⁾	145,471	159,754	137,456	(14.0)
Ventas interorganismos	<u>73,998</u>	<u>84,198</u>	<u>55,594</u>	(34.0)
Total de ventas netas	219,469	243,952	193,050	(20.9)
Petroquímica ⁽⁵⁾				
Ventas a terceros ⁽³⁾	26,525	29,074	20,735	(28.7)
Ventas interorganismos	<u>13,840</u>	<u>15,182</u>	<u>15,824</u>	4.2
Total de ventas netas	40,365	44,256	36,559	(17.4)
Perforación y Servicios ⁽⁶⁾				
Ventas a terceros ⁽³⁾	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Ventas interorganismos	<u>n.a.</u>	<u>n.a.</u>	<u>1,512</u>	100.0
Total de ventas netas	n.a.	n.a.	1,512	100.0
Logística ⁽⁷⁾				
Ventas a terceros ⁽³⁾	n.a.	n.a.	10,356	100.0
Ventas interorganismos	<u>n.a.</u>	<u>n.a.</u>	<u>599</u>	100.0
Total de ventas netas	n.a.	n.a.	10,955	100.0
Cogeneración y Servicios ⁽⁸⁾				
Ventas a terceros ⁽³⁾	n.a.	n.a.	—	n.a.
Ventas interorganismos	<u>n.a.</u>	<u>n.a.</u>	<u>—</u>	n.a.
Total de ventas netas	n.a.	n.a.	—	n.a.
Fertilizantes ⁽⁹⁾				
Ventas a terceros ⁽³⁾	n.a.	n.a.	1,496	100.0
Ventas interorganismos	<u>n.a.</u>	<u>n.a.</u>	<u>209</u>	100.0
Total de ventas netas	n.a.	n.a.	1,705	100.0
Etileno ⁽¹⁰⁾				
Ventas a terceros ⁽³⁾	n.a.	n.a.	4,569	100.0
Ventas interorganismos	<u>n.a.</u>	<u>n.a.</u>	<u>474</u>	100.0
Total de ventas netas	n.a.	n.a.	5,043	100.0
Comercializadoras				
Ventas a terceros ⁽³⁾⁽⁴⁾	688,464	631,069	407,876	(35.4)
Ventas interorganismos	<u>407,664</u>	<u>433,732</u>	<u>353,137</u>	(18.6)
Total de ventas netas	1,096,129	1,064,801	761,013	(28.5)
Emisora y Compañías Subsidiarias				
Ventas a terceros ⁽³⁾⁽⁴⁾	3,247	3,826	(5,673)	(248.3)
Ventas y eliminación interorganismos	<u>(1,821,168)</u>	<u>(1,746,085)</u>	<u>(1,172,868)</u>	(32.8)
Total de ventas netas	<u>(1,817,921)</u>	<u>(1,742,259)</u>	<u>(1,178,541)</u>	(32.4)
Total de ventas netas	<u>\$1,608,205</u>	<u>\$1,586,728</u>	<u>\$1,166,362</u>	(26.5)

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

(1) Las cifras se presentan en pesos nominales.

(2) Las cifras para el segmento de exploración y producción para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 incluye los ingresos por venta relativos al segmento de perforación y servicios hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PPS el 1 de agosto de 2015 y del segmento de logística hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PL el 1 de octubre de 2015.

- (3) Las ventas a terceros se presentan en pesos nominales. Ventas a clientes externos.
- (4) Incluye ingresos por servicios.
- (5) Las cifras para el segmento de petroquímica para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 incluye los ingresos por venta relativos al segmento de etileno hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PE el 1 de octubre de 2015 y el segmento de fertilizantes hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PF el 1 de octubre de 2015.
- (6) Las cifras para el segmento de perforación y servicios para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere a los ingresos por venta netos desde el 1 de agosto de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PPS.
- (7) Las cifras para el segmento de logística para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere a los ingresos por venta desde el 1 de octubre de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PL.
- (8) Las cifras para el segmento de cogeneración y servicios para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere a los ingresos por venta desde el 1 de junio de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PCS.
- (9) Las cifras para el segmento de fertilizantes para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere a los ingresos por venta desde el 1 de octubre de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PF.
- (10) Las cifras para el segmento de etileno para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere a los ingresos por venta desde el 1 de octubre de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PE.
- Fuente: Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

Rendimiento por segmento de negocios

La siguiente tabla muestra el rendimiento (pérdida) neto por segmento de negocios para cada uno de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2013, 2014 y 2015, así como el cambio porcentual en el rendimiento para los años 2014 al 2015.

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de ⁽¹⁾			2015 vs. 2014 (%)
	2013	2014	2015	
	(en millones de pesos) ⁽²⁾			
Segmento de negocios				
Exploración y producción ⁽³⁾	\$ (42,084)	\$(153,377)	\$(667,394)	(335.1)
Refinación	(123,015)	(113,826)	(113,147)	(0.6)
Gas y petroquímica básica.....	3,909	15,584	18,126	16.3
Petroquímica ⁽⁴⁾	(14,936)	(18,895)	7,812	141.3
Perforación y servicios ⁽⁵⁾	n.d.	n.d.	455	100
Logística ⁽⁶⁾	n.d.	n.d.	(3,685)	100
Cogeneración y servicios ⁽⁷⁾	n.d.	n.d.	(57)	100
Fertilizantes ⁽⁹⁾	n.d.	n.d.	(145)	100
Etileno ⁽⁹⁾	n.d.	n.d.	(1,755)	100
Comercializadoras.....	2,973	4,085	8,697	112.9
Emisora y Compañías				
Subsidiarias ⁽¹⁰⁾	3,094	886	38,526	4,245.3
Rendimiento/ (Pérdida).....	<u>\$(170,058)</u>	<u>\$(265,543)</u>	<u>\$(712,567)</u>	(168.3)

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

n.d. No disponible

(1) Los datos presentados fueron preparados bajo NIIF.

(2) Las cifras se presentan en pesos nominales.

(3) Las cifras para el segmento de exploración y producción para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 incluye el rendimiento (pérdida) neto del segmento de perforación y servicios hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PPS el 1 de agosto de 2015 y el segmento de logística hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PL el 1 de octubre de 2015.

(4) Las cifras para el segmento de petroquímica para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 incluye el rendimiento (pérdida) neto del segmento de etileno hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PE el 1 de octubre de 2015 y del segmento de fertilizantes hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PF el 1 de octubre de 2015.

(5) Las cifras para el segmento de perforación y servicios para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere al rendimiento (pérdida) neta desde el 1 de agosto de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PPS.

(6) Las cifras del segmento de logística para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere al rendimiento (pérdida) neta desde el 1 de octubre de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PL.

(7) Las cifras del segmento de cogeneración y servicios del año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere al rendimiento (pérdida) neta desde el 1 de octubre de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PCS.

(8) Las cifras del segmento de fertilizantes del año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere al rendimiento (pérdida) neta desde el 1 de octubre de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PF.

(9) Las cifras del segmento etileno del año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere al rendimiento (pérdida) neta desde el 1 de octubre de 2015 cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PE.

(10) Incluye eliminaciones intersegmento.

Fuente: Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

c) Información de créditos relevantes

Los siguientes cuadros muestran, para cada uno de los periodos indicados, la deuda total de PEMEX.

Total de la Deuda de PEMEX

	Saldo al 31 de diciembre de ⁽¹⁾⁽²⁾		
	2013	2014	2015
	(en millones de dólares) ⁽³⁾		
Deuda nacional en varias monedas	EUA\$12,709	EUA\$19,856	EUA\$19,415
Deuda externa ⁽⁴⁾			
Bonos ⁽⁵⁾	39,654	44,445	52,981
Créditos bancarios directos	3,848	6,473	7,486
Préstamos de agencias de crédito a la exportación (Financiamiento de proyectos) ⁽⁶⁾	5,977	4,916	4,816
Arrendamientos financieros	302	263	536
Cuentas por pagar a contratistas	1,092	795	483
Total de deuda externa	<u>EUA\$50,873</u>	<u>EUA\$56,892</u>	<u>EUA\$66,302</u>
Total de la deuda	<u>EUA\$63,582</u>	<u>EUA\$76,748</u>	<u>EUA\$85,717</u>

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

(1) Los datos presentados fueron preparados bajo NIIF.

(2) Las cifras no incluyen los intereses por pagar al cierre del ejercicio. Los intereses acumulados por pagar fueron: EUA\$751.0 millones, EUA\$928.9 millones y EUA\$1,074.5 millones al 31 de diciembre de 2013, 2014 y 2015 respectivamente.

(3) La deuda pagadera en monedas distintas al dólar, se convirtió, para efectos contables, primero a pesos al tipo de cambio fijado por Banco de México y luego se convirtió de pesos a dólares a los siguientes tipos de cambio: \$13.0765=EUA\$1.00 para 2013, \$14.7180=EUA\$1.00 para 2014 y \$17.2065=EUA\$1.00 para 2015. Ver las Notas 3 y 15 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

(4) La deuda pagadera en monedas distintas al peso, a personas o instituciones que tengan su oficina principal o su lugar de operaciones fuera de México y pagadera fuera del territorio mexicano.

(5) Incluye en 2013, 2014 y 2015, EUA\$0.49 mil millones, EUA\$0.39 mil millones y EUA\$0.275 mil millones respectivamente, de emisión de bonos de Pemex Finance, Ltd.

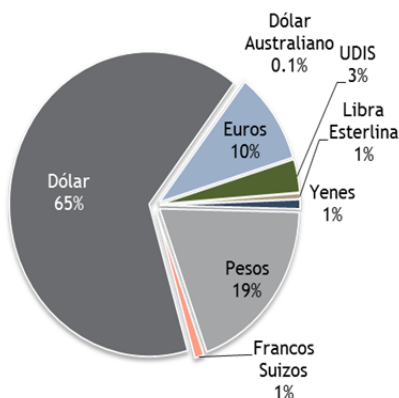
(6) Todos los créditos están asegurados o garantizados por agencias de crédito de exportación.

Fuente: La Emisora.

Los contratos de financiamiento vigentes a cargo de la Emisora tienen la misma prelación en el pago. Algunos de los contratos de financiamiento contienen, entre otras, restricciones sobre (a) la capacidad de PEMEX de gravar sus activos para garantizar la deuda externa, sujeto a ciertas excepciones, (b) la capacidad de PEMEX de llevar a cabo ventas a futuro de petróleo crudo o gas natural, financiamiento de cuentas por cobrar y arreglos de pagos por adelantado, sujetos a ciertos umbrales y (c) la capacidad de PEMEX para fusionarse o consolidarse con otras entidades o vender todos o prácticamente todos sus activos. Adicionalmente, algunos de los contratos de financiamiento contienen estipulaciones con base en el régimen legal anterior al Decreto de la Reforma Energética, por lo que la Emisora pudiera requerir dispensas por parte de sus acreedores o tenedores, según sea el caso, una vez que la legislación secundaria entre en vigor. Los contratos de financiamiento no tienen ningún tipo de garantía o aval del Gobierno Federal.

A continuación se presenta una gráfica que muestra de manera porcentual la integración de la deuda por tipo de moneda en que fue contratada.

Deuda por Moneda de Contratación



Las características de los financiamientos contraídos por la Emisora en 2015, 2014 y 2013 se presentan en la sección 3)d)ii) Situación financiera, liquidez y recursos de capital – Actividades de financiamiento.

d) Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad

La Entidad recibe ingresos de:

- ventas de exportación que consisten en ventas de petróleo crudo y condensados, así como productos petrolíferos y productos petroquímicos;
- ventas en México que consisten en ventas de gas natural, productos petrolíferos (tales como gasolina, diesel y gas licuado de petróleo) y productos petroquímicos; y
- otras fuentes incluyendo ingresos financieros, de inversión y por primas de reaseguro.

Los costos y gastos de operación incluyen:

- costo de ventas incluyendo el costo de compra de productos petrolíferos importados y otros productos, la depreciación y amortización, los sueldos, salarios y beneficios, una porción del costo neto para beneficios a los empleados por el periodo, la variación de inventarios, mantenimiento, gastos de exploración y gastos de perforación no exitosos;
- gastos de transportación y distribución (incluyendo una porción del costo neto para beneficios a los empleados por el periodo); y
- gastos de administración (incluyendo una porción del costo neto para beneficios a los empleados por el periodo).

El ingreso está afectado por varios factores, entre ellos:

- cambios en los precios internacionales de petróleo crudo, productos refinados y productos petroquímicos, que están denominados en dólares, y precios en México de productos refinados, que están denominados en pesos;
- el tipo y volumen del petróleo crudo producido y exportado;
- el tipo y volumen del gas natural producido, procesado y vendido en el mercado nacional e internacional;
- los resultados de las actividades de exploración y desarrollo;
- el monto de impuestos, derechos y otros pagos establecidos por la legislación vigente aplicable a PEMEX;
- fluctuaciones en el tipo de cambio peso – dólar; y
- condiciones económicas globales y nacionales, incluyendo los niveles internacionales de tasas de interés.

Visión general

El año 2015 fue un año de muchos retos para la Emisora. Al igual que el resto de la industria petrolera, PEMEX continúa siendo afectada negativamente por la fuerte disminución de los precios del petróleo crudo que se inició en el segundo semestre de 2014. Durante 2015 los precios del petróleo crudo disminuyeron debido a una mayor oferta de petróleo crudo donde los inventarios a nivel internacional alcanzaron niveles históricos, como resultado del aumento en la producción de crudo a nivel mundial y a una demanda menor a la esperada en mercados importantes, como China, Europa y Estados Unidos. A pesar de las expectativas de la industria que ocurría un reajuste de oferta y demanda de petróleo crudo dado el contexto actual de precios, PEMEX espera que ese reajuste sea gradual y considera que la actual volatilidad y los precios deprimidos del petróleo crudo podrían prevalecer durante un periodo más largo del esperado.

Negocio en Marcha

La Emisora preparó sus estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, bajo el supuesto de negocio en marcha que considera que puede cumplir con sus obligaciones de pago. Como se describe en la Nota 2 a los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, la Emisora ha experimentado pérdidas recurrentes por sus operaciones y ha tenido capital de trabajo negativo y patrimonio negativo lo que genera dudas sobre la capacidad de la Emisora para continuar como negocio en marcha. La Emisora presenta más adelante y en la Nota 2 a los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, las circunstancias que han causado estas tendencias negativas y los planes para enfrentarlas. La Emisora continúa operando como negocio en marcha y, en consecuencia los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 de la Emisora no incluyen ningún ajuste que pudiera resultar de esta incertidumbre.

Redefinición de la Emisora como empresa productiva del Estado en un ambiente de precios bajos del petróleo crudo.

Tomando en cuenta los precios bajos del petróleo crudo, los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora, en particular su liquidez, se han visto afectados negativamente. La Emisora está abordando esta situación principalmente de dos maneras: (1) un ajuste en los gastos de la Emisora, y (2) la implementación de una estrategia de negocio que redefina a la Emisora como empresa productiva del Estado y permita tomar ventaja de las oportunidades disponibles tras la reciente Reforma Energética en México.

Con respecto a los gastos, PEMEX ha respondido a la caída de los precios del petróleo crudo con ajustes a su presupuesto en febrero de 2015 y 2016. En 2016, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó un plan de ajuste al presupuesto para reducirlo en, por al menos, \$100 mil millones, o el 20.9%, con el fin de cumplir con la meta del balance financiero para 2016 (el "Plan de Ajuste del Presupuesto para 2016"). El Plan de Ajuste del Presupuesto para 2016 responde a la reducción prevista de los ingresos debido a los precios bajos del petróleo crudo y es una parte integral de la redefinición de la Emisora como una empresa productiva del Estado con el fin de competir con otras empresas petroleras. El Plan de Ajuste del Presupuesto para 2016 busca lograr cuatro objetivos principales:

- aumentar la eficiencia para ser más competitivo en el sector de hidrocarburos en México;
- enfocar la inversión en los proyectos más rentables;
- promover asociaciones con la iniciativa privada para proyectos en lo que participen estratégicamente con Pemex; y
- promover un mayor desarrollo de aquellos sectores donde la inversión privada puede aportar crecimiento económico a México.

Con base en estos objetivos, el Plan de Ajuste del Presupuesto para 2016 reduce los gastos de operación de la Emisora busca aumentar su eficiencia y aplaza y revalúa los gastos de inversión, minimizando, en la medida de lo posible, el impacto sobre la producción futura de petróleo crudo y gas. Para más detalles sobre el Plan de Ajuste del Presupuesto para 2016 *Ver 2)a).—“Historia y desarrollo de la Emisora” - Inversiones”.*

Con respecto a las oportunidades disponibles tras la reciente reforma energética, PEMEX busca mejorar su flexibilidad financiera mediante el aumento de las fuentes de liquidez comprometidas y la diversificación de sus fuentes de fondeo. En forma más concreta, la Emisora está considerando lo siguiente:

- Alianzas estratégicas y asociaciones: la Emisora ha identificado oportunidades, donde es probable que participe, para asociarse con otras compañías y espera que estas asociaciones estratégicas reduzcan sus compromisos de capital, incrementen sus niveles de producción, aceleren el desarrollo de sus campos y le permitan acceder a nuevas tecnologías y mejores prácticas en la industria. La Emisora planea participar con el sector privado en la Ronda Uno, así como en rondas de licitación posteriores, cuando sea competitivo.
- Monetización de activos no estratégicos: la Emisora está considerando oportunidades para monetizar su infraestructura de transporte y almacenamiento mientras mantiene su control operativo. Como parte de este proceso, la Emisora está explorando oportunidades para crear uno o varios fideicomisos emisores conocidos comúnmente como "FIBRA E" que mantienen activos principalmente relacionados con transporte y almacenamiento de hidrocarburos. La

Emisora también está considerando la desinversión en activos no estratégicos.

- Migración de los contratos existentes: la Emisora está tomando las acciones necesarias para migrar los CIEP, COPF y algunas de las asignaciones otorgadas bajo el proceso de Ronda Cero al nuevo esquema contractual establecido en la Ley de Hidrocarburos, lo que permitirá a la Emisora mejorar la rentabilidad de estos proyectos y los términos fiscales de los mismos.

Respaldo del Gobierno Federal

El 13 de abril de 2016, la SHCP anunció los siguientes dos mecanismos de respaldo que representarán una inyección de capital a la Emisora por un total de \$73.5 mil millones, de la siguiente manera:

- una aportación de capital de \$26.5 mil millones, el cual fue recibido el 21 de abril de 2016;
- instrumentos de deuda de corto plazo del Gobierno Federal por \$47.0 mil millones, que se recibirán en el transcurso del año y que sustituirán al pagaré por \$50.0 mil millones emitido por la SHCP en 2015.

Como condición para recibir este respaldo, la Emisora debe reducir sus pasivos con proveedores y contratistas por esa misma cantidad, \$73.5 mil millones.

Adicionalmente, el Gobierno Federal anunció modificaciones al régimen fiscal aplicable a la Emisora para permitirle deducir más gastos de exploración y producción. Bajo el ambiente actual de precios bajos del petróleo crudo, la Emisora estima (con base en un precio de crudo de EUA\$25 por barril) que esto disminuirá la cantidad de impuestos que tendrá que pagar en el ejercicio fiscal que termina el 31 de diciembre de 2016 por aproximadamente \$50.0 mil millones.

Estos mecanismos de respaldo, junto con una línea de crédito por \$15 mil millones que fue otorgada a la Emisora en marzo de 2016 por Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo, Nacional Financiera, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo y Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo, permitirán a la Emisora reducir sus pasivos de corto plazo con proveedores y contratistas.

Resultados de operación y situación financiera 2015

La baja de los precios del petróleo tuvo un impacto directo en los resultados de operación y en la situación financiera de la Emisora del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 y en caso de continuar los precios en estos niveles o de ocurrir futuras bajas en los precios del crudo y del gas, se podrán ver afectados de manera adversa los resultados de operación y situación financiera. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2015, se registró una pérdida neta de \$712.6 mil millones, principalmente como resultado de: 1) un incremento de \$455.3 mil millones en el deterioro de los activos fijos, debido principalmente a la disminución de los flujos de efectivo futuros como resultado de los bajos precios de hidrocarburos y el incremento en las tasas de descuento; 2) una disminución en ventas por \$420.4 mil millones, debido principalmente a una disminución en el precio de petróleo crudo exportado y en los precios de los productos de las ventas nacionales y a una disminución en la producción de petróleo crudo; 3) un incremento de \$77.8 mil millones en la pérdida en cambio; 4) un decremento de \$39.9 mil millones en otros ingresos netos; y 5) un incremento de \$16.2 mil millones en el costo financiero neto. Estos efectos negativos fueron parcialmente compensados por la disminución de \$414.6 mil millones en impuestos y derechos y por la disminución de \$184.3 mil millones en el costo neto del periodo de beneficios a empleados, debido principalmente a las modificaciones en el régimen de pensiones.

En 2015, el patrimonio de PEMEX disminuyó en \$564.0 mil millones, de un patrimonio negativo de \$767.7 mil millones al 31 de diciembre de 2014, a un patrimonio negativo \$1,331.7 mil millones al 31 de diciembre de 2015. Para mayor información con relación a la disminución del patrimonio ver 3)d)ii).— “Estructura del patrimonio” – “Certificados de aportación “A” – “Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos”. Esta disminución fue principalmente derivada de la pérdida neta descrita anteriormente y a un incremento en la deuda financiera, y fue parcialmente compensada por la reducción en la reserva para beneficios a empleados derivado del acuerdo y modificación del régimen de pensiones de PEMEX por aproximadamente \$196.0 mil millones y por la asunción del Gobierno Federal de una porción del pasivo por

pensiones laborales con una aportación de un pagaré por \$50.0 mil millones en favor de la Emisora que se reconoció como una cuenta por cobrar de largo plazo y como certificados de aportación A. Esta asunción de pasivo laboral por parte del Gobierno Federal es el resultado de exitosas negociaciones del acuerdo de jubilaciones con el Sindicato durante 2015 como parte del esfuerzo de la Emisora para modernizar su régimen de pensiones y reducir su pasivo laboral por pensiones y jubilaciones. El nuevo acuerdo redujo el pasivo por beneficios a empleados en aproximadamente \$196.0 mil millones, para más información ver 2)b)F.— “Recursos humanos” – “Empleados” y 2)a)-“Historia y desarrollo de la Emisora” - Decreto de la Reforma Energética”.

La disminución en los precios del crudo también ha afectado negativamente la liquidez de la Emisora, ocasionándole dificultades financieras de corto plazo. Durante 2015, el flujo neto de efectivo de actividades de operación de la Emisora fue de \$102.3 mil millones, en comparación con \$134.4 mil millones en 2014. Como resultado de la disminución en el flujo neto de actividades de operación en 2015, la Emisora se vio forzada a recurrir en mayor medida en las actividades de financiamiento. Con ello, el flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento fue de \$134.9 mil millones en 2015, en comparación con \$117.1 mil millones en 2014. Uno de los problemas más críticos que la Emisora continua enfrentando es el pasivo a proveedores y contratistas. Al 31 de diciembre de 2015, la Emisora contaba con un adeudo a proveedores por aproximadamente \$167.3 mil millones. Sin embargo, tanto la Emisora como el Gobierno Federal han ajustado los planes de inversión y de financiamiento, así como el régimen fiscal aplicable a la empresa, con la finalidad de atender este problema, como fue descrito anteriormente.

Retos operativos

Durante 2015, no obstante de los esfuerzos de la Emisora en la exploración y desarrollo en aguas someras y aguas profundas y las nuevas técnicas que ha aplicado para mejorar el tiempo de perforación y terminación de pozos nuevos, la producción de crudo alcanzó los 2,266.8 Mbd, una disminución de 161.9 Mbd o un 6.7% comparada con la de 2014. Esta disminución fue resultado de la declinación natural de algunos de los campos, particularmente de algunos campos en el activo Cantarell. Para más detalles sobre las razones de esta disminución ver 2)b)A.(i).— “Exploración y producción” – “Producción de petróleo crudo y gas natural”.

A pesar de que en 2015 la Emisora procesó 1,064.5 Mbd, un 7.8% menos que en 2014, la proporción de crudo pesado procesado aumentó 2.2 puntos porcentuales, como resultado de la estrategia de la Emisora para maximizar el uso de las unidades de alta conversión y coquización para mejorar los rendimientos de destilados intermedios. A pesar de la disminución en el proceso de crudo y en la producción de refinados, el margen variable de refinación aumentó un 75% debido a un incremento de EUA\$1.59 por barril en el margen de contribución unitario, debido principalmente al incremento de los márgenes en la industria y en la mejora en cierto tipo de variables operativas, tales como el uso efectivo de corrientes intermedias, el proceso de mezclas de crudos más pesados y mejor rendimiento en la producción de destilados.

Beneficios de la Reforma energética

A pesar de los resultados y negativos y situaciones adversas descritas, la administración de la Emisora se mantiene optimista de que gradualmente se irá beneficiando de la implementación de la reforma energética aprobada en 2014. Actualmente la Emisora sigue desarrollando las reservas que le fueron asignadas en la Ronda Cero y continua evaluando oportunidades atractivas que se presenten en la Ronda Uno, incluyendo la oportunidad de alianzas estratégicas para mejorar las capacidades financieras, técnicas y operativas a lo largo de toda la cadena de valor. La Emisora ha implementado el plan de reorganización corporativa, el cual espera que le permita operar de una manera más eficiente. Esta reorganización contempla la eficiencia a través de la fusión de las líneas de negocio de refinación, gas y petroquímica en una sola empresa (Pemex TRI) y la creación de otras cinco empresas productivas subsidiarias para la realización de actividades relacionadas con la perforación, logística, cogeneración de energía, y con la producción de fertilizantes y etileno.

Como se ha señalado anteriormente, en 2015 PEMEX logró un hito histórico al concluir las negociaciones y la modificación de su régimen de pensiones, lo que redujo significativamente los pasivos laborales de PEMEX por aproximadamente \$196.0 mil millones. Asimismo, el Gobierno Federal podrá asumir una proporción de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones en curso de pago, así como las que correspondan a los trabajadores en activo de la Emisora y Entidades Subsidiarias, una vez que sea revisada

por un experto independiente. Los recursos que en su caso reciba PEMEX deberán ser destinados únicamente al pago de dichos conceptos. PEMEX ha recibido una contribución de \$50.0 mil millones. Ver *Nota 21(a) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015*. Durante 2016, PEMEX presentará un proceso de migración voluntaria para sus trabajadores en activo para que transiten a un esquema de contribución definida que permita a PEMEX alcanzar ahorros adicionales.

Futuro cercano

La reciente reforma energética junto con el Plan de Ajuste al Presupuesto para 2016 le ha permitido a la Emisora redefinirse como una empresa productiva del Estado y le ha proporcionado una guía clara de principios con respecto a la eficiente asignación de recursos y de maximización del valor. Adicionalmente, como se describe más adelante, le otorga a la Emisora mecanismos para estabilizar y aumentar su producción, añadir reservas adicionales y mejorar el régimen fiscal. Como consecuencia le ofrece a la Emisora la oportunidad de hacer un PEMEX más competitivo y eficiente.

Como empresa productiva del Estado, el modelo de negocios de PEMEX contempla maximizar el valor para México, de esta manera, la Emisora pretende enfocarse en proyectos con alto rendimiento y crecimiento potencial. Todas las acciones desarrolladas bajo el plan de negocios de la Emisora están encaminadas hacia la eficiente diversificación de recursos, el desarrollo de negocios redituables y la evaluación de nuevos negocios con terceros.

Hacia adelante la planeación y ejecución de presupuestos se basará en pronósticos conservadores que mejoren la definición de la Emisora como empresa productiva del Estado. La Emisora pretende aprovechar todas las oportunidades que le brinda la reciente reforma energética para estabilizar la producción, gradualmente reducir su apalancamiento y obtener ingresos adicionales de la venta de activos no estratégicos.

i) Resultados de la operación

El análisis comparativo que se señala a continuación de los resultados de operación de la Emisora, Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias respecto de los ejercicios anuales de 2015, 2014 y 2013 debe leerse en forma conjunta con los Estados Financieros Consolidados Dictaminados correspondientes.

Análisis comparativo de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 preparados de acuerdo a las NIIF

Ventas

Las ventas totales disminuyeron 26.5% o \$420.3 mil millones en 2015, de 1,586.7 mil millones en 2014 a \$1,166.4 mil millones en 2015, principalmente por la disminución en los precios de venta de petróleo crudo, petrolíferos y gas natural en los mercados internacionales. El precio promedio ponderado de venta de la mezcla de petróleo crudo mexicano disminuyó 50.3% en 2015, al pasar de EUA\$86.00 promedio por barril en 2014 a EUA\$42.70 promedio por barril en el mismo periodo de 2015. Los volúmenes de exportación de petróleo crudo se incrementaron en 2.3% en 2015 comparado con 2014. El impacto de disminución de los precios tanto en las ventas nacionales como en el extranjero se explican a detalle a continuación.

Ventas en el país

Las ventas en el país disminuyeron 21.0% en 2015, de \$945.0 mil millones en 2014 a \$746.2 mil millones en 2015, debido principalmente a la disminución en los precios promedio de las gasolinas, el diesel, turbosina y combustóleo.

Las ventas en el país de productos petrolíferos disminuyeron en 20.3% en 2015, de \$830.5 mil millones en 2014 a \$662.3 mil millones en 2015, debido principalmente a la disminución en los precios promedio de gasolina, diesel, turbosina y combustóleo. Las ventas en el país de gas natural y líquidos del gas natural disminuyeron en un 30.0% en 2015 de \$77.8 mil millones en 2014 a \$54.5 mil millones en 2015, principalmente como resultado de una disminución en los precios para estos productos. Las ventas en el país de productos petroquímicos (incluyendo las ventas de ciertos productos derivados del proceso de producción de los petroquímicos) disminuyeron un 19.4%, al pasar de \$36.6 mil millones en 2014 a \$29.5 mil millones en 2015, principalmente como resultado de los bajos precios de estos productos.

Ventas de exportación

En 2015, las ventas de exportación disminuyeron, en pesos, un 35.4% de \$630.3 mil millones en 2014 a \$407.2 mil millones en 2015. Este decremento se debió principalmente a una disminución de 50.3% en el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación. La disminución en las ventas de exportación fue parcialmente compensada por un incremento del 2.3% en el volumen de petróleo crudo exportado en 2015.

Excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI (con la finalidad de mostrar únicamente las ventas de exportación de las Entidades Subsidiarias), las ventas de exportación por las Entidades Subsidiarias al Grupo PMI y otros clientes disminuyeron un 39.8%, en pesos, al pasar de \$546.6 mil millones en 2014 a \$329.0 mil millones en 2015. En dólares, excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, el total de las ventas de exportación disminuyeron un 49.4% en 2015, al pasar de EUA\$41.2 mil millones en 2014 a EUA\$20.9 mil millones en 2015. Esta disminución se origina principalmente por un decremento de 50.5% en los precios promedio de las exportaciones de petróleo crudo y 2.3% resultado de un incremento en el volumen de las exportaciones de petróleo crudo. Las actividades comerciales y de exportación del Grupo PMI generaron ingresos marginales adicionales de \$78.2 mil millones en 2015, 6.8% mayor, en términos de pesos, a los \$83.9 mil millones de ingresos adicionales generados en 2014, consecuencia de un mayor precio internacional de las gasolinas comercializadas por el Grupo PMI. El precio promedio por barril de petróleo crudo que el Grupo PMI vendió a terceros en 2015, fue de EUA\$43.29, 49.6% menor que el precio promedio por barril de EUA\$86.00 en 2014.

Las ventas de petróleo crudo a PMI para exportación representaron el 87.6% de las ventas totales de exportación (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) en 2015, en comparación con el 87.0% en 2014. Estas ventas de petróleo crudo disminuyeron, en pesos, un 39.3% en 2015, de \$475.1 mil millones en 2014 a \$288.2 mil millones en 2015, y una disminución, en términos de dólares, en un 48.9% en 2015, al pasar de EUA\$35.8 mil millones en 2014 a EUA\$18.3 mil millones en 2015. El precio promedio ponderado por barril de petróleo crudo al que PEP vendió a PMI para la exportación en 2015 fue de EUA\$42.70, 50.3% menor al precio promedio de EUA\$86.00 en 2014.

Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo gas natural y líquidos del gas natural, de los segmentos de refinación y de gas y petroquímica básica al Grupo PMI y otros clientes disminuyeron 12.7% del total de las ventas de exportación, (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) en 2014 a 12.1% de esas ventas de exportación en 2015. Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo productos derivados del gas natural y líquidos del gas natural disminuyeron 42.6% en pesos, de \$69.5 mil millones en 2014 a \$39.9 mil millones en 2015, debido principalmente a una disminución en los precios y en el volumen de combustible vendido. En dólares, las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo productos derivados del gas natural y líquidos del gas natural, disminuyeron un 52.8%, de EUA\$5.3 mil millones en 2014 a EUA\$2.5 mil millones en 2015. Las ventas de exportación de gas natural disminuyeron 50.0%, al pasar de \$60 millones en 2014 a \$30 millones en 2015. Esta disminución se debió principalmente a un aumento en el precio y volumen de gas natural vendido, como resultado de una menor demanda en el mercado internacional.

Los productos petroquímicos contabilizaron el resto de las ventas de exportación en 2014 y 2015. Las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluyendo ciertos productos derivados del proceso petroquímico), en pesos, disminuyeron un 47.0% en 2015, al pasar de \$1.7 mil millones en 2014 a \$0.9 mil millones en 2015, como resultado de una disminución en los precios y volumen del estireno, azufre y etileno. En dólares, las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluyendo algunos subproductos del proceso petroquímico), disminuyeron un 57.5% en 2015, al pasar de EUA\$131.2 millones en 2014 a EUA\$55.8 millones en 2015.

Ingresos por servicios

Los ingresos por servicios se incrementaron en 13.2% en 2015, de \$11.4 mil millones en 2014 y \$12.9 mil millones en 2015, principalmente como resultado de un incremento de \$1.0 mil millones en servicios prestados por PL y otros clientes, un incremento de \$0.7 mil millones en ingresos por fletes de los clientes y servicios de administración provenientes de Pemex TRI y un incremento de \$0.2 mil millones en los ingresos por seguros, de Kot AG.

Costo de ventas, deterioro para pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, beneficios a los empleados y gastos de operación

El costo de ventas aumentó 6.2% al pasar de \$842.6 mil millones en 2014 a \$895.1 mil millones en 2015, debido principalmente a: 1) el reconocimiento de \$53.9 mil millones en los nuevos derechos sobre la extracción y exploración e impuestos relacionados con el nuevo régimen fiscal que entraron en vigor a partir del 1 de enero de 2015; 2) un incremento de \$20.4 mil millones en la amortización de pozos; y 3) un incremento de \$11.1 mil millones en el costo de pozos no exitosos. Este incremento fue parcialmente compensado por \$54.5 mil millones en la disminución de compras de importación, principalmente gasolina y diesel.

El deterioro para pozos, ductos, propiedades, plantas y equipo se incrementó en \$455.3 mil millones de \$22.6 mil millones en 2014 a \$477.9 mil millones en 2015, debido principalmente a la disminución en los flujos de efectivo futuros como resultado de menores precios de hidrocarburos, ajustándose en las tasas de descuento y en el criterio para identificar el efectivo generado por las unidades de refinación. *Ver Nota 12 (d) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.*

Durante 2015, se tuvo un decremento de \$103.9 mil millones en el costo neto de beneficios a los empleados, el cual se presenta por separado en un renglón de modificaciones en el régimen de pensiones, *Ver la Nota 3 (l) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, incluidos en el Reporte Anual.*

Los gastos generales disminuyeron 1.5%, al pasar de \$143.5 mil millones en 2014 a \$141.4 mil millones en 2015. Esta disminución se debió principalmente a \$2.5 mil millones de disminución en el costo neto de beneficios a empleados reconocido en gastos generales, debido a las modificaciones en el régimen de pensiones.

Otros ingresos netos

Otros ingresos netos disminuyeron 106.4% en 2015, de un ingreso neto de \$37.6 mil millones en 2014 a un gasto neto de \$2.4 mil millones en 2015. Este decremento se debió principalmente a la disminución de \$40.0 mil millones en el crédito IEPS negativo en 2015 en comparación con 2014. Este IEPS negativo se genera cuando los precios de la gasolina y el diesel que se venden en el mercado interno son más bajos que los precios internacionales del mercado para estos productos. Como resultado, se reconocen ingresos de IEPS de \$2.5 mil millones en 2015, comparados con \$43.1 mil millones en 2014.

Ingreso Financiero

El ingreso financiero se incrementó en \$12.0 mil millones en 2015, de \$3.0 mil millones en 2014 a \$15.0 mil millones en 2015, debido principalmente al efecto de los cambios en la tasa de descuento utilizada para la provisión de pozos no exitosos.

Costo Financiero

En 2015, el costo financiero aumentó 31.4% al pasar de \$51.6 mil millones en 2014 a \$67.8 mil millones en 2015, debido principalmente al incremento en los gastos por intereses en 2015 como resultado de un mayor saldo de deuda y la depreciación del peso frente al dólar en 2015 comparado con 2014.

Ingresos por Instrumentos Financieros Derivados (costo)

El costo en ingresos por IFD se incrementó en \$12.0 mil millones de un costo neto de \$9.4 mil millones en 2014 a un costo neto por \$21.4 mil millones en 2015, principalmente por el incremento en los costos asociados a ciertos IFD como resultado de la apreciación del dólar contra otras monedas extranjeras que se tiene coberturas.

Pérdida en cambios, neto

Una parte importante de la deuda de PEMEX, 77.9% al 31 de diciembre de 2015, está denominada en moneda extranjera. La pérdida cambiaria aumentó en \$77.8 mil millones, a partir de una pérdida cambiaria de \$77.0 mil millones en 2014 a una pérdida cambiaria de \$154.8 mil millones en 2015, principalmente como resultado de la depreciación del peso frente al dólar, ya que se depreció un 16.9% en 2015 en comparación con 12.6% en 2014. Sin embargo, debido al hecho de que aproximadamente 93.7% de los ingresos por ventas de exportación y domésticas están referenciados a precios denominados en dólares y

a que solo 68.2% de los gastos incluyendo costos financieros están ligados a precios en dólares, la depreciación del peso con respecto al dólar no afectó la capacidad para cumplir con las obligaciones financieras denominadas en dólares y mejoró la capacidad para cumplir con las obligaciones financieras denominadas en pesos en 2015. El valor del peso en términos de dólar se depreció 16.9% en 2015, de \$14.7180 por dólar en 2014 a \$17.2065 por dólar en 2015, en comparación con la depreciación del 12.6% del peso en términos de dólar en 2014.

Impuestos y derechos

Impuestos de extracción de hidrocarburos y otros derechos e impuestos pagados disminuyeron, en 55.6%, al pasar de \$746.1 mil millones en 2014 a \$331.5 mil millones en 2015, debido en gran parte a la disminución de 50.3% de los precios promedio del petróleo crudo de exportación, de EUA\$86.00 por barril en 2014 a EUA\$42.70 por barril en 2015. En 2015 los impuestos y derechos a la utilidad representaron el 28.4% del total de las ventas y en 2014 el 47.0%, en parte debido a ciertos impuestos y derechos de extracción y exploración de hidrocarburos bajo el nuevo régimen fiscal, se registran en el costo de ventas, como se ha descrito anteriormente. Antes del 1 de enero de 2015, todos los impuestos y derechos fueron basados en la utilidad y por lo tanto fueron reconocidos en el renglón de "impuestos, derechos y otros".

Pérdida Neta

En 2015, PEMEX generó una pérdida neta de \$712.6 mil millones (o EUA\$41.4 mil millones) en ventas totales de \$1,166.4 mil millones, comparado con una pérdida neta de \$265.5 mil millones (o EUA\$15.4 mil millones) de un total de ventas totales de \$1,586.7 mil millones en 2014. Este incremento en la pérdida neta en el año 2015 se explica principalmente por: 1) un incremento de \$455.3 mil millones en el deterioro de los activos fijos, debido principalmente a la disminución de los flujos de efectivo futuros como resultado de los bajos precios de hidrocarburos y el incremento en las tasas de descuento; 2) una disminución en ventas por \$420.4 mil millones, debido principalmente a una disminución en el precio de petróleo crudo exportado y en los precios de los productos de las ventas nacionales y a una disminución en la producción de petróleo crudo; 3) un incremento de \$77.8 mil millones en la pérdida en cambio; 4) un decremento de \$39.9 mil millones en otros ingresos netos; y 5) un incremento de \$16.2 mil millones en el costo financiero neto. Estos efectos negativos fueron parcialmente compensados por la disminución de \$414.6 mil millones en impuestos y derechos y por la disminución de \$184.3 mil millones en el costo neto del periodo de beneficios a empleados, debido principalmente a las modificaciones en el régimen de pensiones.

Otros Resultados integrales

En 2015, la utilidad neta en otros resultados integrales fue de \$88.6 mil millones en comparación con una pérdida neta de \$265.3 mil millones en 2014, principalmente como consecuencia de la disminución en la reserva para beneficios a los empleados que resultaron de un incremento en la tasa de descuento aplicada para el estudio actuarial de 6.98% en 2014 a 7.41% en 2015.

Comentarios por segmento

Como se discutió anteriormente, ciertas unidades de negocio y activos que eran operados por el segmento de exploración y producción fueron transferidos al segmento de perforación y servicios ya que el acuerdo de creación de PPS entró en vigor el 1 de agosto de 2015, así mismo, algunas unidades de negocio y activos de refinación y de gas y petroquímica básica fueron transferidos al segmento de logística ya que el acuerdo de creación de PL entró en vigor el 1 de octubre de 2015. Del mismo modo, ciertas unidades de negocio y activos operados por el segmento de petroquímica fueron transferidos al segmento de etileno y fertilizantes ya que los acuerdos de creación de PE y PF entraron en vigor el 1 de agosto de 2015 y ciertas unidades de negocio y activos que eran operados por el segmento de gas y petroquímica básica fueron transferidos al segmento de cogeneración y servicios una vez que entró en vigor el acuerdo de creación de PCS el 1 de junio de 2015. La Emisora empezó a reportar la información financiera para estos nuevos segmentos a partir de la creación de cada una de las nuevas empresas productivas subsidiarias en 2015. Sin embargo, con el fin de proporcionar a los inversionistas información comparativa, se consolidaron estos nuevos segmentos en los segmentos que previamente incluyeron las unidades de negocio y activos mencionados. *Ver la Nota 5 a los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.*

En consecuencia, en el caso del segmento de exploración y producción, se presentan los resultados consolidados para 2015 para el segmento de exploración y producción, el segmento de perforación y servicios y el segmento de logística bajo el título "Exploración y Producción", para el segmento de refinación

se presentan los resultados consolidados para 2015 considerando el segmento de refinación y la parte que le corresponde del segmento de logística, bajo el título de "Refinación", en el caso del segmento de petroquímica, se presentan los resultados consolidados para 2015 del segmento de petroquímica, del segmento de etileno y del segmento de fertilizantes, bajo el título de "Petroquímica", y en el caso del segmento de gas y petroquímica básica, la parte correspondiente del segmento de logística y el segmento de cogeneración y servicios bajo el título "Gas y Petroquímica Básica". Para mayor información de la de la reorganización corporativa y los nuevos segmentos operativos, ver 2)a).— "Historia y Desarrollo" – "Reorganización Corporativa" y la Nota 1 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, incluidos en el Reporte Anual. Para descripción detallada de los resultados financieros de cada segmento, ver la Nota 5 de los de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, incluidos en el Reporte Anual. Las explicaciones a las variaciones en los ingresos y la utilidad de los principales segmentos se presentan a continuación.

Exploración y producción

En 2015, las ventas de petróleo crudo del segmento de exploración y producción al Grupo PMI, en comparación con 2014, disminuyeron un 39.1% en términos de pesos y disminuyeron 49.4% en términos de dólares, debido principalmente a la disminución del precio de exportación del petróleo crudo. El precio promedio de petróleo vendido por el segmento de exploración y producción al Grupo PMI fue de EUA\$42.70 en 2015 para su exportación, comparado con EUA\$86.00 en 2014. Las ventas interorganismos, las cuales incluye las ventas al segmento de refinación, al segmento de gas y petroquímica básica y al Grupo PMI, disminuyeron en 39.1%, como resultado de la disminución en los precios del petróleo crudo de exportación. La pérdida neta relacionada con las actividades de exploración y producción se incrementó un 335.1%, o \$514,017 millones, de una pérdida de \$153,377 millones en 2014 y una pérdida de \$667,394 millones en 2015, debido a la disminución en el precio promedio del petróleo crudo.

Refinación

En 2015, las ventas relacionadas con las actividades de refinación (incluye ingresos por servicios) disminuyeron un 22.7%, de \$763,005 millones en 2014 a \$589,548 millones en 2015, debido principalmente a una disminución en los precios promedio de venta de productos derivados del petróleo. Las ventas interorganismos disminuyeron \$23,577 millones o 30.0%, de \$78,453 millones en 2014 a \$54,876 millones en 2015, debido a una disminución en los precios de los productos derivados del petróleo vendidos. En 2015, la pérdida neta relacionada con actividades de refinación fue de \$113,148 millones, un 0.6% menor que la pérdida neta registrada en 2014 por \$113,826 millones. La pérdida se debió principalmente a menores compras de productos por la baja de los precios internacionales de los productos petrolíferos y crudo, así como a la disminución en el costo laboral, lo cual se compensó parcialmente con la disminución en otros ingresos, consecuencia del IEPS negativo.

Gas y petroquímica básica

En 2015, las ventas a terceros relacionadas con el segmento del gas y petroquímica básica (incluye ingresos por servicios) disminuyeron en 14.0%, de \$159,754 millones en 2014 a \$137,456 millones en 2015. Las ventas de gas licuado de petróleo aumentaron 0.1%, de \$78,084 millones en 2014 a \$78,194 millones en 2015, debido a un aumento en el precio del gas licuado de petróleo. Las ventas de gas natural disminuyeron un 30.0% al pasar de \$77,813 millones en 2014 a \$54,498 millones en 2015, debido a una disminución en el volumen y en el precio del gas natural. El rendimiento neto relacionado con el gas natural y los petroquímicos básicos aumentaron en 16.3%, de \$15,584 millones en 2014 a \$18,126 millones en 2015, debido principalmente a un decremento por menores compras de gas licuado de importación y al costo de beneficios a los empleados.

Petroquímica

En 2015, las ventas relacionadas con el segmento de negocios de petroquímica disminuyeron en 28.7%, de \$29,074 millones en 2014 a \$20,735 millones en 2015. Los precios en el mercado nacional disminuyeron en la mayoría de los productos petroquímicos. En 2015, el volumen de las exportaciones petroquímicas disminuyó en 40.4%, de 527.1 mil toneladas en 2014 a 313.9 mil toneladas en 2015. La pérdida neta relacionada con las actividades de petroquímica disminuyó 141.3%, de \$18,895 millones en 2014 a una utilidad de \$7,812 millones en 2015, debido principalmente: (1) a la disminución en el costo de ventas por 24.9% en 2015, (2) a una disminución en los precios de las materias primas y (3) una disminución en el costo de beneficios a los empleados.

Comercializadoras

En 2015, las ventas de exportación de petróleo crudo y productos derivados del petróleo a terceros (incluyendo ingresos por servicios) relacionadas con el Grupo PMI disminuyeron en términos de peso, de \$631,069 millones en 2014 a \$407,876 millones en 2015, como resultado de una disminución de los precios de las exportaciones de petróleo crudo. El rendimiento neto relacionado con las actividades del Grupo PMI aumentó un 112.9%, de \$4,085 millones en 2014 a \$8,697 millones en 2015, debido principalmente a la disminución del impuesto sobre la renta y menores ventas.

La Emisora y otras Compañías Subsidiarias

En 2015 los ingresos relativos a la Emisora y otras Compañías Subsidiarias, después de las eliminaciones intercompañías disminuyeron de \$1,742,259 millones en 2014 a \$1,178,541 millones en 2015, debido a una disminución en ingresos por servicios. El rendimiento relativo a la Emisora y otras Compañías Subsidiarias, después de las eliminaciones intercompañías, aumentó de \$886 millones en 2014 a \$38,526 millones en 2015 debido a los resultados favorables de las Compañías Subsidiarias.

Análisis comparativo de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013 preparados de acuerdo a las NIIF

Ventas

Las ventas totales fueron de \$1,586.7 mil millones en 2014, presentando un decremento de 1.3% con respecto a las ventas totales de 2013 de \$1,608.2 mil millones. El decremento en las ventas totales de 2014 con respecto a 2013 se debió principalmente a los precios de venta promedio más bajos de petróleo crudo en los mercados internacionales y a la disminución en el volumen de las exportaciones de petróleo crudo. Durante 2014, el precio promedio de venta de la mezcla de petróleo crudo mexicano disminuyó 12.7%, al pasar de EUA\$98.46 promedio por barril en 2013 a EUA\$86.00 promedio por barril en el mismo periodo de 2014.

Ventas en el país

Las ventas en el país se incrementaron 3.8% en 2014, de \$910.2 mil millones en 2013 a \$945.0 mil millones en 2014, debido principalmente al aumento en los precios promedio de las gasolinas, el diesel y el gas licuado de petróleo. Las ventas de gas natural se incrementaron en un 9.9% en 2014 de \$70.8 mil millones en 2013 a \$77.8 mil millones en 2014, principalmente como resultado de un incremento en el precio del gas natural y un decremento del 0.4% en el volumen de ventas internas de gas natural, de 3,464 MMpcd en 2013 a 3,451 MMpcd en 2014. Las ventas en el país de productos petrolíferos se incrementaron en 3.1% en 2014, de \$805.5 mil millones en 2013 a \$830.5 mil millones en 2014, debido principalmente a mayores precios de gasolina, diesel y gas licuado de petróleo. Las ventas en el país de productos petroquímicos (incluyendo las ventas de ciertos productos derivados del proceso de producción de los petroquímicos) se incrementaron un 8.0%, al pasar de \$33.9 mil millones en 2013 a \$36.6 mil millones en 2014, debido principalmente al incremento en los precios de la mayoría de los productos petroquímicos vendidos por PEMEX, a pesar del decremento por 63.9% en el volumen de ventas de productos petroquímicos.

Ventas de exportación

En 2014, las ventas de exportación disminuyeron, en pesos, un 8.3% de \$687.7 mil millones en 2013 a \$630.3 mil millones en 2014. Esta disminución se debió principalmente a una disminución del precio ponderado de exportación del petróleo crudo y a una disminución del 4.7% en el volumen de petróleo crudo exportado, compensado con un incremento en el tipo de cambio promedio aplicado a los precios en dólares. Excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI (con la finalidad de mostrar únicamente las ventas de exportación de los Organismos Subsidiarios), las ventas de exportación por los Organismos Subsidiarios al Grupo PMI y otros clientes disminuyeron un 11.8% al pasar de \$619.8 mil millones en 2013 a \$546.6 mil millones en 2014. En dólares, excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación disminuyeron un 15.0% en 2014, al pasar de EUA\$48.5 mil millones en 2013 a EUA\$41.2 mil millones en 2014. Esta disminución se origina principalmente por un decremento de 12.7% en los precios promedio de las exportaciones de petróleo crudo y 4.7% resultado de un decremento en el volumen de las exportaciones de petróleo crudo. Las actividades comerciales y de exportación del Grupo PMI generaron ingresos marginales adicionales de \$83.9 mil millones en 2014, 23.6% mayor, en pesos, a los \$67.9 mil millones de ingresos adicionales generados en 2013, consecuencia de un mayor precio internacional de las

gasolinas comercializadas por el Grupo PMI. El precio promedio por barril de petróleo crudo que el Grupo PMI vendió a terceros en 2014, fue de EUA\$86.00, 12.7% menor que el precio promedio por barril de EUA\$98.46 en 2013.

Las ventas de petróleo crudo que PEP hizo a PMI para exportación representaron el 87.0% de las ventas totales de exportación (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) en 2014, en comparación con el 88.5% en 2013. Estas ventas de petróleo disminuyeron, en pesos, un 13.4% en 2014, de \$548.4 mil millones en 2013 a \$475.1 mil millones en 2014, y disminuyeron, en dólares, un 16.6% en 2014, al pasar de EUA\$42.9 mil millones en 2013 a EUA\$35.8 mil millones en 2014. Debido a que el precio promedio ponderado por barril de petróleo crudo al que PEP vendió a PMI para la exportación en 2014 fue de EUA\$86.00, 12.7% menor al precio promedio de EUA\$98.46 en 2013.

Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo gas natural y líquidos del gas natural, de PR y PGPB al Grupo PMI y otros clientes aumentaron, como porcentaje del total de las ventas de exportación, de un 11.2% en 2013 a 12.7% en 2014 (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI). Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo productos derivados del gas natural y líquidos del gas natural aumentaron 0.6% en pesos, de \$69.1 mil millones en 2013 a \$69.5 mil millones en 2014, debido principalmente a un aumento en el volumen de combustóleo vendido. En dólares, las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo productos derivados del gas natural y líquidos del gas natural, disminuyeron un 1.9%, de EUA\$5.4 mil millones en 2013 a EUA\$5.3 mil millones en 2014. Las ventas de exportación de gas natural aumentaron 50.0%, al pasar de \$0.04 mil millones en 2013 a \$0.06 mil millones en 2014. Este incremento se debió principalmente a un aumento en el precio y volumen de gas natural vendido, como resultado de una mayor demanda en el mercado internacional.

Los productos petroquímicos contabilizaron el resto de las ventas de exportación en 2013 y 2014. Las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluyendo ciertos productos derivados del proceso petroquímico), en pesos, disminuyeron un 22.7%, al pasar de \$2.2 mil millones en 2013 a \$1.7 mil millones en 2014, debido principalmente a una disminución en los precios y volumen del amoníaco, azufre y estireno. En dólares, las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluyendo algunos subproductos del proceso petroquímico), disminuyeron un 23.4% en 2014, al pasar de EUA\$171.3 millones en 2013 a EUA\$131.2 millones en 2014.

Ingresos por servicios

En 2013 y 2014, los ingresos por servicios fueron de \$10.3 mil millones y de \$11.4 mil millones, respectivamente. Durante 2014 los ingresos por servicios se incrementaron \$1.1 mil millones o 10.7% principalmente como resultado de un incremento de \$0.8 mil millones por servicios administrativos proporcionados a terceros a través de PPQ y a un aumento por \$0.7 mil millones en los ingresos por seguros, de Kot AG, una Compañía Subsidiaria de PEMEX. .

Costo de ventas, deterioro para pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, beneficios a los empleados y gastos de operación

El costo de ventas aumento 3.5 % al pasar de \$814.0 mil millones en 2013 a \$842.6 mil millones en 2014, debido principalmente a: 1) un aumento por \$25.0 mil millones en 2014 en los costos asociados a la parte que le corresponde a la Emisora en Deer Park, principalmente debido a menores costos en 2013 debido a los trabajos de mantenimiento en la refinería; 2) un incremento de \$15.4 mil millones en compras de productos como gasolina, gas natural, líquidos del gas natural, turbosina y diesel importados; y 3) un incremento de \$9.0 mil millones en gastos de operación. Este incremento fue parcialmente compensado por: 1) un decremento de \$7.8 mil millones amortización de activos; 2) el decremento por \$5.4 mil millones en costos de mantenimiento; y 3) un decremento por \$5.3 mil millones correspondiente al costo neto del periodo de beneficios a empleados, debido principalmente a cambios en la tasa de descuento de 8.45% en 2013 a 6.98% en 2014 y a la tasa de retorno esperada de los activos del plan.

El deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo disminuyó \$3.0 mil millones de \$25.6 mil millones en 2013 a \$22.6 mil millones en 2014, este deterioro mostró su mayor impacto en 2013 comparado con 2014, debido principalmente al valor en uso del proyecto integral Burgos, Poza Rica, Macuspana y los proyectos de PPQ, los cuales fueron mayormente desfavorables en 2013, debido a la disminución en los precios internacionales del gas en el mercado, así como las condiciones económicas de las reservas de hidrocarburos localizadas en estos proyectos.

Los gastos generales aumentaron 9.4%, al pasar de \$131.1 mil millones en 2013 a \$143.5 mil millones en 2014. Esto se debió principalmente a un incremento de \$11.7 mil millones en el costo neto del periodo de beneficios a empleados y \$1.0 mil millones de incremento en gastos de operación.

Otros ingresos netos (principalmente beneficio del IEPS negativo)

Otros ingresos netos disminuyeron 58.3% en 2014, de \$90.1 mil millones en 2013 a \$37.6 mil millones en 2014, debido principalmente a un menor IEPS negativo en 2014 en comparación con 2013, que se genera cuando los precios de la gasolina y el diesel a que se venden en el mercado interno son más bajos que los precios internacionales del mercado para estos productos. Como resultado, se reconocen ingresos de IEPS de \$94.5 mil millones en 2013 y \$43.1 mil millones en 2014.

Ingreso Financiero

En 2014, el ingreso financiero disminuyó 65.5% de \$8.7 mil millones en 2013 a \$3.0 mil millones en 2014, debido principalmente a la disminución en los ingresos por intereses en \$5.7 mil millones.

Costo Financiero

En 2014, el costo financiero aumentó 30.3% al pasar de \$39.6 mil millones en 2013 a \$51.6 mil millones en 2014, debido principalmente al incremento en los gastos por intereses en \$12.0 mil millones, principalmente como resultado de un mayor saldo de deuda en 2014 en comparación con 2013 y un aumento de los tipos de cambio.

Ingresos por Instrumentos Financieros Derivados (costo)

El costo en ingresos por IFD se incrementó en \$10.7 mil millones de \$1.3 mil millones en 2013 a una pérdida por \$9.4 mil millones en 2014, principalmente por el incremento en los costos asociados a ciertos IFD por \$7.6 mil millones resultado de la apreciación del dólar contra otras monedas extranjeras que se tiene coberturas.

Utilidad en cambios (pérdida)

Una parte importante de la deuda de PEMEX, 77.8% al 31 de diciembre de 2014, está denominada en moneda extranjera. La elevada depreciación del peso en 2014 dio como resultado un incremento de \$73.0 mil millones, en el tipo de cambio, de una pérdida cambiaria de aproximadamente \$4.0 mil millones en 2013 a una pérdida cambiaria de aproximadamente \$77.0 mil millones en 2014. Sin embargo, debido al hecho de que aproximadamente el 95% de los ingresos por ventas de exportación y domésticas están referenciados a precios denominados en dólares y a que solo el 73% de los gastos incluyendo costos financieros están ligados a precios en dólares, la depreciación del peso con respecto al dólar no afectó la capacidad para cumplir con las obligaciones financieras denominadas en dólares y mejoró la capacidad para cumplir con las obligaciones financieras denominadas en pesos en 2014. El valor del peso en términos de dólar se depreció 12.6% en 2014, de \$13.0765 por dólar en 2013 a \$14.7180 por dólar en 2014, en comparación con la depreciación del 0.5% del peso en términos de dólar en 2013. El efecto de la elevada depreciación del peso contra el dólar fue parcialmente compensado por la apreciación del peso contra el euro en 2014 en comparación con 2013.

Impuestos y derechos

Los impuestos y derechos incluyendo IEPS, disminuyeron 13.7% en 2014, al pasar de \$864.9 mil millones en 2013 a \$746.1 mil millones en 2014, debido principalmente a la disminución por 12.7% de los precios promedio del petróleo crudo de exportación, de EUA\$98.46 por barril en 2013 a EUA\$86.00 por barril en 2014. En 2014 los derechos e impuestos representaron el 47.0% del total de las ventas y en 2013 el 53.8%, debido al decremento en las ventas en 2014 que directamente impactó el monto de impuestos y derechos.

Pérdida Neta

En 2014, PEMEX generó una pérdida neta de \$265.5 mil millones de un total de ingresos de \$1,586.7 mil millones, comparado con una pérdida neta de \$170.1 mil millones de un total de ingresos de

\$1,608.2 mil millones en 2013. Este incremento en la pérdida neta en el año 2014 se explica principalmente por: 1) una pérdida de \$77.0 mil millones en cambios, la cual fue parcialmente compensada por la apreciación del peso frente al euro durante el año 2014 en comparación con 2013; 2) una disminución por \$52.5 mil millones en otros ingresos netos; 3) un incremento por \$19.6 mil millones en el costo financiero neto; 4) un incremento por \$25.7 mil millones en el costo de ventas, el cual fue parcialmente compensado por el decremento en impuestos y derechos por \$118.8 mil millones; y 5) un decremento por \$21.5 mil millones en ventas.

Otros Resultados integrales

En 2014, la pérdida neta en otros resultados integrales fue de \$265.3 mil millones en comparación con una utilidad de \$254.3 mil millones en 2013, principalmente como consecuencia del incremento de la reserva para beneficios a empleados que resultaron de una disminución, de 8.45% en 2013 a 6.98% en 2014, en la tasa de descuento aplicada para el estudio actuarial.

Comentarios por segmento

Exploración y producción

En 2014, las ventas de PEP de petróleo crudo al Grupo PMI, en comparación con 2013, disminuyeron un 13.3% en términos de pesos y disminuyeron 16.5% en términos de dólares, debido principalmente a la disminución en el volumen de exportaciones de petróleo crudo. El precio promedio de petróleo vendido por PEP al Grupo PMI fue de EUA\$86.00 en 2014 para su exportación, comparado con EUA\$98.46 en 2013. Las ventas interorganismos, las cuales incluye las ventas a PR, PGPB y el Grupo PMI, disminuyeron en 9.3%, como resultado de la disminución en los precios del petróleo crudo de exportación. La pérdida neta relacionada con las actividades de exploración y producción se incrementó un 264.5%, o \$111,293 millones, de una pérdida de \$42,084 millones en 2013 y una pérdida de \$153,377 millones en 2014, debido a la disminución en el precio promedio del petróleo crudo.

Refinación

En 2014, las ventas relacionadas con las actividades de refinación (incluye ingresos por servicios) aumentaron un 2.5%, de \$744,497 millones en 2013 a \$763,005 millones en 2014, debido principalmente a un incremento en los precios promedio de venta de productos derivados del petróleo. Las ventas interorganismos aumentaron \$3,559 millones o 4.8%, de \$74,894 millones en 2013 a \$78,453 millones en 2014, debido a un incremento en el volumen de los productos derivados del petróleo vendidos. En 2014, la pérdida neta relacionada con actividades de refinación fue de \$113,826 millones, un 7.5% menor que la pérdida neta registrada en 2013 por \$123,015 millones. El decremento de la pérdida se debió principalmente a la disminución en otros ingresos, consecuencia del IEPS negativo.

Gas y petroquímica básica

En 2014, las ventas a terceros relacionadas con el segmento del gas natural y de petroquímica básica (incluye ingresos por servicios) aumentaron en 9.8%, de \$145,471 millones en 2013 a \$159,754 millones en 2014. Las ventas de gas licuado se incrementaron 9.7%, de \$71,148 millones en 2013 a \$78,084 millones en 2014, debido a un incremento en el precio del gas licuado. Las ventas de gas natural aumentaron un 13.6% al pasar de \$68,490 millones en 2013 a \$77,813 millones en 2014, debido a un incremento en el precio y volumen del gas natural. El rendimiento neto relativo a este segmento aumentó en 298.7%, al pasar de \$3,909 millones en 2013 a \$15,584 millones en 2014, debido a mayores ventas en el país.

Petroquímica

En 2014, las ventas relacionadas con el segmento de negocios de petroquímica aumentaron en 9.6%, de \$26,525 millones en 2013 a \$29,074 millones en 2014. Los precios en el mercado nacional aumentaron en la mayoría de los productos petroquímicos. En 2014, el volumen de las exportaciones petroquímicas disminuyó en 12.9%, de 605.4 mil toneladas en 2013 a 527.1 mil toneladas en 2014. La pérdida neta relacionada con las actividades de petroquímica aumentó 26.5%, de \$14,936 millones en 2013 a \$18,895 millones en 2014, debido principalmente: (1) al incremento en el costo de ventas por 10.4% en 2014, (2) a un aumento en los precios de las materias primas y (3) un aumento en el volumen de las materias

primas utilizadas en relación con la reapertura de la planta de aromáticos en el complejo petroquímico Cangrejera.

Comercializadoras

En 2014, las ventas de exportación de petróleo crudo y productos derivados del petróleo a terceros (incluyendo ingresos por servicios) relacionadas con el Grupo PMI disminuyeron ligeramente en términos de peso, de \$688,464 millones en 2013 a \$631,069 millones en 2014, como resultado de una disminución en el volumen y precios de las exportaciones de petróleo crudo. El rendimiento neto relacionado con las actividades del Grupo PMI aumentó un 37.4%, de \$2,973 millones en 2013 a \$4,085 millones en 2014, debido principalmente a la disminución del impuesto sobre la renta y menores ventas.

La Emisora y otras Compañías Subsidiarias

En 2014 los ingresos relativos a la Emisora y otras Compañías Subsidiarias, después de las eliminaciones intercompañías disminuyeron de \$1,817,921 millones en 2013 a \$1,742,259 millones en 2014, debido a un mayor ingreso por servicios. El rendimiento relativo a la Emisora y otras Compañías Subsidiarias, después de las eliminaciones intercompañías, disminuyó de \$3,094 millones en 2013 a \$886 millones en 2014 debido a resultados desfavorables de los Organismos Subsidiarios, así como a una pérdida en cambios para 2014.

Análisis comparativo de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 preparados de acuerdo a las NIIF

Ventas

Las ventas totales fueron de \$1,608.2 mil millones en 2013, presentando un decremento de 2.3% con respecto a las ventas totales de 2012 de \$1,646.9 mil millones. El decremento en las ventas totales de 2013 con respecto a 2012 se debió principalmente a la disminución en las ventas de petróleo crudo y los precios de venta promedio más bajos de petróleo crudo en los mercados internacionales.

Ventas en el país

Las ventas en el país se incrementaron 5.0% en 2013, de \$867.0 mil millones en 2012 a \$910.2 mil millones en 2013, debido principalmente al aumento en el precio promedio de las gasolinas y el diesel. Las ventas de gas natural se incrementaron en un 38.3% en 2013 de \$51.2 mil millones en 2012 a \$70.8 mil millones en 2013, como resultado de un incremento en el precio del gas natural y un incremento del 1.8% en el volumen de ventas internas de gas natural, de 3,402 MMpcd en 2012 a 3,464 MMpcd en 2013. Las ventas en el país de productos petrolíferos se incrementaron en 3.3% en 2013, de \$779.6 mil millones en 2012 a \$805.5 mil millones en 2013, debido principalmente a mayores precios de gasolina, diesel y gas licuado de petróleo. Las ventas en el país de productos petroquímicos (incluyendo las ventas de ciertos productos derivados del proceso de producción de los petroquímicos) disminuyeron un 6.4%, al pasar de \$36.2 mil millones en 2012 a \$33.9 mil millones en 2013, debido al decremento en los precios de la mayoría de los productos petroquímicos vendidos por PEMEX y un aumento del 173.9% en el volumen de ventas de productos petroquímicos.

Ventas de exportación

En 2013, las ventas de exportación disminuyeron, en pesos, un 11.0% de \$772.7 mil millones en 2012 a \$687.7 mil millones en 2013. Excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI (con la finalidad de mostrar únicamente las ventas de exportación de los Organismos Subsidiarios), las ventas de exportación por los Organismos Subsidiarios al Grupo PMI y otros clientes disminuyeron un 9.9% al pasar de \$687.9 mil millones en 2012 a \$619.8 mil millones en 2013. En dólares, excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI, las ventas de exportación disminuyeron un 7.3% en 2013, al pasar de EUA\$52.3 mil millones en 2012 a EUA\$48.5 mil millones en 2013. Esta disminución se origina principalmente como resultado de un decremento en el volumen de las exportaciones de petróleo crudo del 5.3% y a un decremento en los precios de 3.3%. Las actividades comerciales y de exportación del Grupo PMI generaron ingresos marginales adicionales de \$67.9 mil millones en 2013, 19.9% menor, en pesos, a los \$84.8 mil millones de ingresos adicionales generados en 2012, consecuencia de un menor precio internacional de petróleo crudo y otros productos comercializados por el Grupo PMI. El precio promedio por barril de petróleo crudo que el Grupo

PMI vendió a terceros en 2013, fue de EUA\$98.46, 3.3% menor que el precio promedio por barril de EUA\$101.82 en 2012.

Las ventas de petróleo crudo que PEP hizo a PMI para exportación representaron el 88.5% de las ventas totales de exportación (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI) en 2013, en comparación con el 89.9% en 2012. Estas ventas de petróleo disminuyeron, en pesos, un 11.3% en 2013, de \$618.1 mil millones en 2012 a \$548.4 mil millones en 2013, y disminuyeron, en dólares, un 8.7% en 2013, al pasar de EUA\$47.0 mil millones en 2012 a EUA\$42.9 mil millones en 2013. Debido a que el precio promedio ponderado por barril de petróleo crudo al que PEP vendió a PMI para la exportación en 2013 fue de EUA\$98.46, 3.3% menor al precio promedio de EUA\$101.86 en 2012.

Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo gas natural y líquidos del gas natural, de PR y PGPB al Grupo PMI y otros clientes aumentaron, como porcentaje del total de las ventas de exportación, de un 9.6% en 2012 a 11.2% en 2013 (excluyendo las actividades comerciales del Grupo PMI). Las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo gas natural y líquidos del gas natural aumentaron 4.7% en pesos, de \$66.0 mil millones en 2012 a \$69.1 mil millones en 2013, debido principalmente a un aumento en el volumen de combustible vendido. En dólares, las ventas de exportación de productos petrolíferos, incluyendo gas natural y líquidos del gas natural, aumentaron un 8.0%, de EUA\$5.0 mil millones en 2012 a EUA\$5.4 mil millones en 2013. Las ventas de exportación de gas natural aumentaron 300.0%, al pasar de \$0.01 mil millones en 2012 a \$0.04 mil millones en 2013. Este incremento se debió principalmente a un aumento en el precio y volumen de gas natural vendido, como resultado de una mayor demanda en el mercado internacional.

Los productos petroquímicos contabilizaron el resto de las ventas de exportación en 2012 y 2013. Las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluyendo ciertos productos derivados del proceso petroquímico), en pesos, disminuyeron un 40.5%, al pasar de \$3.7 mil millones en 2012 a \$2.2 mil millones en 2013, debido principalmente a una disminución en los precios y volumen del amoníaco, butadieno y etileno. En dólares, las ventas de exportación de los productos petroquímicos (incluyendo algunos subproductos del proceso petroquímico), disminuyeron un 39.4% en 2013, al pasar de EUA\$282.6 millones en 2012 a EUA\$171.3 millones en 2013.

Ingresos por servicios

En 2012 y 2013, los ingresos por servicios fueron de \$7.2 mil millones y de \$10.3 mil millones, respectivamente. Los ingresos por servicios se incrementaron \$3.1 mil millones o 43.1% debido a un aumento en los ingresos por seguros, en \$2.1 mil millones, de Kot AG, una Compañía Subsidiaria de PEMEX. Adicionalmente se tuvo un incremento de \$1.1 mil millones por los servicios de flete y trasporte de ductos proporcionados a terceros a través de PGPB.

Costos y gastos de operación

El costo de ventas se incrementó en un 0.8%, de \$832.5 mil millones en 2012 a \$ 839.6 mil millones en 2013. Este incremento se debió principalmente al reconocimiento del deterioro de los activos fijos por \$25.6 mil millones en 2013, y un aumento de \$13.6 mil millones debido al incremento en los gastos operativos, (\$5.0 mil millones de aumento en salarios y beneficios de los empleados, incremento por \$4.8 mil millones en las provisiones) y un incremento de \$11.5 mil millones en el costo neto del periodo de beneficios a los empleados en 2013, lo que se debió principalmente a la variación de la tasa de descuento aplicable a partir del 6.90% en 2012 a 8.45% en 2013 y la tasa esperada de retorno sobre los activos del plan de beneficios de jubilación. La variación de \$39.3 mil millones se origina por la disminución de las compras de gasolina y el diesel importado, una disminución de \$1.8 mil millones de los costos asociados a las actividades de exploración y una disminución de \$1.3 mil millones en los gastos incurridos con relación a los proyectos de pozos exploratorios no exitosos.

Los gastos generales aumentaron 11.0%, al pasar de \$118.1 mil millones en 2012 a \$131.1 mil millones en 2013. Esto se debió principalmente a un incremento de \$7.2 mil millones en el costo neto del periodo de beneficios a empleados y \$5.1 mil millones de incremento en gastos de operación, principalmente compuesto de \$3.4 mil millones en servicios personales (incluye nómina, bonos, vacaciones, etc.), un incremento en costos de materiales por \$539.3 millones, un incremento de \$225.4 millones en servicios de flete y \$523.7 millones del incremento de impuestos y derechos.

Otros ingresos netos (principalmente beneficio del IEPS negativo)

Otros ingresos netos disminuyeron 56.9% en 2013, de \$209.0 mil millones en 2012 a \$90.1 mil millones en 2013, debido principalmente a un menor IEPS negativo en 2013 en comparación con 2012, que se genera cuando los precios de la gasolina y el diesel a que se venden en el mercado interno son más bajos que los precios internacionales del mercado para estos productos. Como resultado, se reconocen ingresos de IEPS de \$214.1 mil millones en 2012 y \$94.5 mil millones en 2013. Finalmente, el monto en otros ingresos y gastos de deterioro de activos fijos por \$25.6 mil millones para el costo de ventas, según lo establecido por la norma contable que se reclasificó.

Ingreso Financiero

En 2013, el ingreso financiero aumentó 248.0% de \$2.5 mil millones en 2012 a \$8.7 mil millones en 2013, debido principalmente al incremento en los ingresos por intereses en \$6.2 mil millones.

Costo Financiero

En 2013, el costo financiero disminuyó 13.9% al pasar de \$46.0 mil millones en 2012 a \$39.6 mil millones en 2013, debido principalmente a una disminución en los gastos por intereses en \$6.4 mil millones.

Ingresos por Instrumentos Financieros Derivados (costo)

Los ingresos por IFD se incrementaron en \$7.5 mil millones de una pérdida de \$6.3 mil millones en 2012 a una ganancia por \$1.3 mil millones en 2013, principalmente por el incremento en el precio de las acciones de Repsol.

Utilidad en cambios (pérdida)

Una parte importante de la deuda de PEMEX, 80.2% al 31 de diciembre de 2013, está denominada en moneda extranjera. La depreciación del peso en 2013 dio como resultado una disminución de \$48.8 mil millones, o 108.8% en la variación cambiaria, de una utilidad en cambios de \$44.8 mil millones en 2012 a una pérdida en cambios de aproximadamente \$4.0 mil millones en 2013. Sin embargo, debido al hecho de que aproximadamente el 96% de los ingresos por ventas de exportación y domésticas están referenciados a precios denominados en dólares y a que solo el 68% de los gastos incluyendo costos financieros están ligados a precios en dólares, la depreciación del peso con respecto al dólar no afectó la capacidad para cumplir con las obligaciones financieras denominadas en dólares y mejoró la capacidad para cumplir con las obligaciones financieras denominadas en pesos en 2014. El valor del peso en términos de dólar se depreció 0.5% en 2013, de \$13.0101 por dólar en 2012 a \$13.0765 por dólar en 2013, mientras que en 2012, el valor del peso en términos de dólar se apreció 7.0%.

Impuestos y derechos

Los derechos por extracción de hidrocarburos y otros impuestos y derechos incluyendo IEPS, disminuyeron 4.2% en 2013, al pasar de \$902.6 mil millones en 2012 a \$864.9 mil millones en 2013, debido principalmente a la disminución de los precios promedio del petróleo crudo. En 2013 los derechos e impuestos representaron el 53.8% del total de las ventas y en 2012 el 54.8%, debido al decremento en las ventas en 2013 que directamente impactó el monto de impuestos y derechos.

Pérdida Neta

En 2013, PEMEX generó una pérdida neta de \$170.1 mil millones de un total de ingresos de \$1,608.2 mil millones, comparado con una utilidad neta de \$2.6 mil millones, sobre \$1,646.9 mil millones de ingresos en 2012. Esta disminución en la utilidad neta en el año 2013 se explica principalmente por una disminución en las ventas de \$38.7 mil millones, la disminución en otros ingresos por \$144.5 mil millones, causado por menores ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS, así mismo la pérdida en cambios, causada por la depreciación del peso frente al dólar y al euro durante el año 2013 en comparación con 2012. Este decremento fue parcialmente compensado por una disminución en el costo de ventas por \$18.5 mil millones y una disminución en el costo financiero por \$18.9 mil millones, un incremento en el ingreso financiero por \$1.3 mil millones, los impuestos y derechos disminuyeron en \$37.7 mil millones.

Otros Resultados integrales

En 2013, la utilidad en otros resultados integrales fue de \$254.3 mil millones en comparación con una pérdida de \$376.8 mil millones en 2012, como consecuencia del decremento de la reserva para beneficios a empleados debido al incremento observado en la tasa de los bonos gubernamentales mismos que se toman como referencia para determinar la tasa de descuento para el estudio actuarial.

Comentarios por segmento

Exploración y producción

En 2013, las ventas de PEP de petróleo crudo al Grupo PMI, en comparación con 2012, disminuyeron un 11.3% en términos de pesos y disminuyeron 8.7% en términos de dólares, debido principalmente a la disminución en el volumen de exportaciones de petróleo crudo. El precio promedio de petróleo vendido por PEP al Grupo PMI fue de EUA\$98.46 en 2013 para su exportación, comparado con EUA\$101.86 en 2012. Las ventas interorganismos, las cuales incluye las ventas a PR, PGPB y el Grupo PMI, disminuyeron en 6.2%, como resultado de la disminución en los precios del petróleo crudo de exportación. El rendimiento neto relacionado con las actividades de exploración y producción disminuyó un 144.8%, o \$136,066 millones, de \$93,982 millones en 2012 y una pérdida de \$42,084 millones en 2013, debido a la disminución en el precio promedio del petróleo crudo.

Refinación

En 2013, las ventas relacionadas con las actividades de refinación (incluye ingresos por servicios) aumentaron un 2.7%, de \$725,235 millones en 2012 a \$744,497 millones en 2013, debido principalmente a un incremento en los precios promedio de venta de productos derivados del petróleo. Las ventas interorganismos aumentaron \$13,414 millones o 21.8%, de \$61,480 millones en 2012 a \$74,894 millones en 2013, debido a un incremento en el volumen de los productos derivados del petróleo vendidos. En 2013, la pérdida neta relacionada con actividades de refinación fue de \$123,015 millones, un 20.5% mayor que la pérdida neta registrada en 2012 por \$102,098 millones. El incremento de la pérdida se debió principalmente a la disminución en otros ingresos, consecuencia del IEPS negativo.

Gas y petroquímica básica

En 2013, las ventas a terceros relacionadas con el segmento del gas natural y de petroquímica básica (incluye ingresos por servicios) aumentaron en 21.7%, de \$119,490 millones en 2012 a \$145,471 millones en 2013. Las ventas de gas licuado se incrementaron 10.4%, de \$64,424 millones en 2012 a \$71,148 millones en 2013, debido a un incremento en el precio del gas licuado. Las ventas de gas natural aumentaron un 38.1% al pasar de \$51,250 millones en 2012 a \$70,781 millones en 2013, debido a un incremento en el precio y volumen del gas natural. El rendimiento neto relativo a este segmento aumentó en 142.3% o \$2,296 millones, de utilidad, al pasar de \$1,613 millones en 2012 a \$3,909 millones en 2013, debido a mayores ventas en el país.

Petroquímica

En 2013, las ventas relacionadas con el segmento de negocios de petroquímica disminuyeron en 4.4%, de \$27,760 millones en 2012 a \$26,525 millones en 2013. Los precios en el mercado nacional disminuyeron en la mayoría de los productos petroquímicos. En 2013, el volumen de las exportaciones petroquímicas aumentaron en 0.5%, de 602.1 mil toneladas en 2012 a 605.4 mil toneladas en 2013. La pérdida neta relacionada con las actividades de petroquímica aumentó 32.5%, de \$11,270 millones en 2012 a \$14,936 millones en 2013, debido principalmente al incremento en el costo de ventas por 35.5% en 2013, a un aumento en los precios de las materias primas y un aumento en el volumen de las materias primas utilizadas en relación con la reapertura de la planta de aromáticos del complejo petroquímico Cangrejera y un alza en las principales materias primas.

Comercializadoras

En 2013, las ventas de exportación de petróleo crudo y productos derivados del petróleo a terceros (incluyendo ingresos por servicios) relacionadas con el Grupo PMI disminuyeron ligeramente en términos de peso, de \$773,426 millones en 2012 a \$688,464 millones en 2013, como resultado de una disminución en el volumen y precios de las exportaciones de petróleo crudo. El rendimiento neto relacionado con las

actividades del Grupo PMI disminuyó un 58.2%, de \$7,108 millones en 2012 a \$2,973 millones en 2013, debido a la baja en ventas y a un incremento en el impuesto sobre la renta.

La Emisora y otras Compañías Subsidiarias

En 2013 los ingresos relativos a la Emisora y otras Compañías Subsidiarias, después de las eliminaciones intercompañías disminuyeron de \$1,916,374 millones en 2012 a \$1,817,921 millones en 2013, debido a un mayor ingreso por servicios. El rendimiento relativo a la Emisora y otras Compañías Subsidiarias, después de las eliminaciones intercompañías, disminuyó de \$13,265 millones en 2012 a \$3,094 millones en 2013 debido a resultados desfavorables de los Organismos Subsidiarios, así como a una pérdida en cambios para 2013.

ii) Situación financiera, liquidez y recursos de capital

Visión

La caída pronunciada de los precios internacionales del petróleo crudo hacia finales de 2014 ha impactado negativamente los flujos de efectivo de PEMEX. El uso principal de los fondos en 2015 fue para inversiones capitalizables (\$259.2 mil millones, incluyendo los gastos de exploración), mismo que se cumplió principalmente con fondos generados por los flujos netos de efectivo de las actividades de financiamiento. Durante 2015, los flujos netos de efectivo de actividades operativas fueron inferiores a los recursos necesarios para fondear los gastos de inversión y otros gastos de PEMEX. Los flujos netos de efectivo de las actividades operativas fueron de \$102.3 mil millones en 2015 en comparación con los flujos netos de efectivo de las actividades operativas de \$134.5 mil millones en 2014. Las ventas totales disminuyeron un 26.5% en 2015, de \$1,586.7 mil millones en 2014 a \$1,166.4 mil millones en 2015. Debido a la caída en los flujos netos de efectivo de actividades operativas, PEMEX se vio forzado en 2015 a depender en mayor medida en sus actividades de financiamiento. Los flujos netos de efectivo de las actividades de financiamiento fueron de \$134.9 mil millones en 2015, en comparación con los flujos netos de efectivo de \$117.1 mil millones de las actividades de financiamiento en 2014.

Para 2016, PEMEX prevé una inversión de aproximadamente \$156.7 mil millones lo que significa niveles inferiores a los de 2015 debido principalmente a los niveles de precios esperados de sus productos en 2016 y la capacidad esperada de endeudamiento de PEMEX. Además, uno de los problemas que enfrenta PEMEX en 2016 es la falta de liquidez que ha retrasado el pago a sus proveedores con un saldo de aproximado de \$167.3 mil millones al 31 de diciembre de 2015. Sin embargo, PEMEX considera que los flujos netos de efectivo de sus actividades operativas y de financiamiento serán suficientes para satisfacer sus necesidades de capital de trabajo, pago de deuda e inversiones en 2016 ya que PEMEX y el Gobierno Federal han hecho ajustes en la inversión, impuestos y planes de financiamiento para hacer frente a la disminución en los precios del petróleo crudo y mantener la fortaleza y flexibilidad financiera de PEMEX de la siguiente manera:

- *Cambios en el plan de negocios de PEMEX:* Se han implementado ciertas medidas destinadas a mejorar la situación financiera, incluyendo la reducción de su presupuesto en febrero de 2015 y en febrero de 2016, la implementación de un plan para reducir costos y establecimiento de líneas de crédito con la instituciones de la banca de desarrollo de México.
- *No pagar dividendos.* El Gobierno Federal ha anunciado que la Emisora no pagará el dividendo estatal en 2016. Ver 2)b) E.— “Legislación aplicable y situación tributaria” – “Régimen fiscal para PEMEX” – “Otros pagos al Gobierno Federal” para mayor información.
- *Modificar la estrategia de fondeo.* PEMEX tiene la intención de mejorar su flexibilidad financiera mediante el incremento de fuentes de liquidez comprometidas y la diversificación de sus fuentes de fondeo. PEMEX está considerando llevar a cabo específicamente lo siguiente:
- *Asociaciones:* PEMEX ha identificado diez oportunidades para asociarse con otras compañías y espera que estas asociaciones estratégicas reduzcan sus compromisos de capital, así como que incrementen los niveles de producción, aceleren el desarrollo de sus campos y le permitan acceder a las nuevas tecnologías y a las mejores prácticas en la industria.
- *Monetización de activos no estratégicos:* PEMEX está considerando oportunidades para monetizar su infraestructura de transporte y almacenamiento mientras mantiene su control operativo. Como parte de este proceso, PEMEX está explorando oportunidades para crear uno o varios fideicomisos conocidos comúnmente como “FIBRA E’s”, que son nuevos vehículos emisores de valores similares

a las sociedades limitadas que se operan en los Estados Unidos, que mantienen activos principalmente relacionados con el transporte y almacenamiento de hidrocarburos. PEMEX espera que estos vehículos le permitan obtener capital a un costo más bajo, en comparación con las fuentes tradicionales de financiamiento. PEMEX también ha considerado llevar a cabo desinversiones en activos no estratégicos.

El 13 de abril de 2016, la SHCP anunció los mecanismos adicionales de apoyo a PEMEX que representarán una inyección de capital de \$73.5 mil millones, que comprenden (1) una aportación de capital de \$26.5 mil millones, el cual fue recibido el 21 de abril de 2016 y (2) instrumentos de deuda de corto plazo del Gobierno Federal por \$47.0 mil millones, que se recibirán en el transcurso del año y que sustituirán al pagaré por \$50.0 mil millones emitido por la SHCP en 2015. Como condición para recibir este apoyo adicional, PEMEX debe reducir los pasivos con sus proveedores y contratistas por esa misma cantidad en 2016.

Además, el Gobierno Federal anunció la modificación al régimen fiscal aplicable a PEMEX para permitirle deducir más costos de exploración y producción. Dado el ambiente de precios bajos de petróleo crudo, PEMEX estima (con base en un precio del petróleo crudo de EUA\$25.00 por barril) que esto reducirá la cantidad de impuestos que PEMEX tiene que pagar en el ejercicio que termina el 31 de diciembre de 2016 por aproximadamente \$50.0 mil millones. Si los precios del petróleo crudo aumentan, PEMEX podrá llevar a cabo mayores deducciones.

Como se señaló anteriormente, la contratación exitosa de los financiamientos es una parte integral del plan de PEMEX para cumplir con sus inversiones, los vencimientos del pago de su deuda y otros requerimientos para el futuro previsible. El programa de financiamiento de PEMEX para 2016, incluido en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2016, prevé la contracción de hasta EUA\$15.7 mil millones de endeudamiento neto (es decir, EUA\$21.0 mil millones de nuevos financiamientos menos EUA\$5.3 mil millones en pagos de la deuda) a través de una combinación de emisiones en los mercados de capitales nacionales e internacionales y préstamos de las instituciones de crédito nacionales e internacionales.

PEMEX tiene una cantidad sustancial de deuda, en la que ha incurrido principalmente para financiar los gastos de capital necesarios para llevar a cabo sus proyectos de inversión. Debido a la pesada carga fiscal, el flujo de efectivo proveniente de las operaciones de PEMEX en los últimos años no ha sido suficiente para financiar sus inversiones y otros gastos y, en consecuencia, la deuda se ha incrementado significativamente. La fuerte caída de los precios del petróleo crudo que comenzó a finales de 2014 ha tenido un impacto negativo en la capacidad de PEMEX para generar flujos de caja positivos, los cuales, junto con la pesada carga fiscal, ha exacerbado aún más la capacidad de PEMEX para financiar sus inversiones y otros gastos con el flujo de efectivo de sus operaciones. Por lo tanto, con el fin de desarrollar las reservas de hidrocarburos y amortizar los vencimientos de deuda que tiene programados, PEMEX tendrá que obtener montos significativos de recursos de financiamiento de una amplia gama de fuentes de fondeo.

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda total de PEMEX, incluyendo intereses devengados, fue de aproximadamente EUA\$86.8 mil millones (\$1,493.4 mil millones), en términos nominales, lo que representa un incremento de 11.7% (o un incremento de 30.6% en pesos) en comparación con la deuda total, incluyendo intereses devengados, de aproximadamente EUA\$77.7 mil millones (\$1,143.3 mil millones) al 31 de diciembre de 2014. El 26.7% de la deuda existente al 31 de diciembre de 2015, o EUA\$23.1 mil millones, tiene vencimientos programados en los siguientes tres años. El nivel de deuda de PEMEX podría aumentar aún más en el corto o medio plazo y podría tener un efecto adverso en la situación financiera, los resultados de operación y la posición de liquidez de PEMEX. Para cumplir con los pagos de la deuda, PEMEX ha dependido y podría seguir dependiendo de una combinación de flujo de efectivo de sus operaciones, disposiciones de sus líneas de crédito disponibles y de la contratación de financiamiento adicional (incluyendo el refinanciamiento de la deuda existente). Asimismo, PEMEX está tomando acciones para mejorar su situación financiera, como se ha descrito anteriormente.

Algunas agencias calificadoras han manifestado su preocupación por el monto total del endeudamiento de PEMEX; el incremento de la deuda durante los últimos años; el flujo de efectivo negativo durante 2015, principalmente como resultado de los requerimientos significativos de inversión en los proyectos; la disminución del precio del petróleo, así como la falta de fondeo suficiente a la reserva destinada a las pensiones de los jubilados y primas de antigüedad, la cual al 31 de diciembre de 2015 ascendía aproximadamente a \$1,279.4 mil millones (EUA\$74.4 mil millones) y la resiliencia de los gastos de operación de PEMEX, a pesar de la fuerte declinación de los precios del petróleo que empezó a finales de 2014. El 29

de enero de 2016, Standard & Poor's anunció que redujo el perfil de crédito individual de PEMEX de BB+ a BB. El 31 de marzo de 2016, Moody's Investors Service anunció la revisión de las calificaciones en escala global, moneda local y extranjera de PEMEX de Baa1 a Baa3 y cambió la perspectiva de sus calificaciones a negativa.

Una reducción adicional en la calificación de PEMEX podría tener consecuencias adversas en su capacidad para tener acceso a los mercados financieros y/o en el costo del financiamiento. En caso de no poder obtener financiamiento en condiciones favorables, esto podría limitar la capacidad de PEMEX para invertir en proyectos productivos financiados a través de deuda y afectar su capacidad para cumplir sus obligaciones de pagos de principal e intereses con sus acreedores. Como resultado, PEMEX podría estar expuesto a restricciones de liquidez y podría no cubrir su deuda o estar en condiciones de hacer las inversiones necesarias para mantener los niveles actuales de producción, así como para mantener e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos asignadas a PEMEX por el Gobierno Federal, lo que podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de operación de PEMEX.

Si dichas restricciones ocurren cuando los flujos de efectivo de PEMEX por sus operaciones son menores a las fuentes necesarias para fondear sus gastos de inversión o para cumplir con las obligaciones de pago de su deuda, PEMEX podría verse forzado a reducir los gastos de inversión planeados, implementar medidas de austeridad adicionales y/o vender activos no estratégicos adicionales, a fin de recaudar recursos. Una reducción en el programa de gastos de inversión de PEMEX podría afectar su situación financiera y resultados de operación. Adicionalmente, estas medidas podrían no ser suficientes para permitir a PEMEX cumplir con sus obligaciones.

La Emisora preparó sus estados financieros bajo el supuesto de negocio en marcha. Como se describe en la Nota 2 a los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, la Emisora ha experimentado pérdidas recurrentes por sus operaciones y ha tenido capital de trabajo negativo y patrimonio negativo lo que genera dudas sobre la capacidad de la Emisora para continuar como negocio en marcha, como lo expresa el auditor independiente en su más reciente dictamen. La Emisora describe, las circunstancias que han causado estas tendencias negativas y los planes para enfrentarlas en la sección de 3)d).-"Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Entidad".-"Visión general" de este Reporte Anual y en la Nota 2 a los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015. La Emisora continúa operando como negocio en marcha y, en consecuencia los estados financieros consolidados dictaminados de la Emisora no incluyen ningún ajuste que pudiera resultar de esta incertidumbre.

Estructura del patrimonio

Certificados de Aportación "A"

El patrimonio total al 31 de diciembre de 2015 fue negativo por \$1,331.7 mil millones y la capitalización total (deuda de largo plazo más patrimonio) ascendió a negativo \$30.8 mil millones. Durante 2015, el patrimonio total de la Emisora disminuyó en \$564.0 mil millones de un patrimonio negativo de \$767.7 mil millones al 31 de diciembre de 2014, debido principalmente a una pérdida neta por \$623.9 mil millones, una utilidad en resultados integrales de 2015, que resultó principalmente de una pérdida neta de \$712.4 mil millones a una ganancia en otros resultados integrales por \$88.6 mil millones y por \$60.0 mil millones de incremento neto en contribuciones del Gobierno Federal a la Emisora. Bajo la Ley de Concursos Mercantiles la Emisora y las Entidades Subsidiarias no pueden ser sujetos a un proceso de concurso. Es importante mencionar que los contratos de financiamiento vigentes no incluyen compromisos financieros o causales de incumplimiento que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo.

El 19 de enero de 2015, el Gobierno Federal efectuó una aportación patrimonial a la Emisora por un monto de \$10.0 mil millones de conformidad con la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Este pago fue reconocido como Certificados de Aportación "A".

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 Federal emitió a través de la SHCP, un

pagaré por \$50.0 mil millones con vencimiento el 31 de diciembre de 2050. El pagaré devenga una tasa de interés de 6.93% anual, se espera que una vez concluida la revisión del experto, el pagaré se cambie por diversos instrumentos de crédito. PEMEX reconoció este pagaré como una cuenta por cobrar a largo plazo contra una contribución del Gobierno Federal. *Ver Nota 21 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.*

El 26 de diciembre de 2014, el Gobierno Federal realizó una contribución al patrimonio de PEMEX por \$20.0 mil millones, en forma de Certificados de Aportación "A", respectivamente, siendo esta última una medida de control presupuestario.

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 al 31 de diciembre de 2015:

	(millones de pesos)
Certificados de Aportación "A"	\$10,222.5
Incremento por actualización.....	39,382.4
Incremento a los Certificados de Aportación.....	<u>165,444.9</u>
Total Certificados de Aportación "A"	194,604.8

Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos

En 2013, el Gobierno Federal autorizó una aportación de \$2,000 millones al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros ("FEIPEMEX"). Este importe se pagó al FEIPEMEX hasta el 27 de enero de 2014, y por lo tanto fue reconocido como una Contribución Suscrita no exhibida en el estado consolidado de variaciones en el patrimonio por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 y como una aportación del Gobierno Federal a la Emisora en el ejercicio 2014.

El 11 de febrero de 2014 y el 15 de agosto de 2014, la SHCP determinó que la Emisora le pagara a la Tesorería de la Federación \$190,400 por devolución de los recursos excedentes del Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos (FEIP) del ejercicio 2013 y \$3,392,700 por disminución del Patrimonio del FEIP respectivamente.

De conformidad con el artículo 6 de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2014, el artículo 26 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y el artículo 14 transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, la SHCP fijó un aprovechamiento para el Gobierno Federal a cargo de la Emisora, cuyo pago se efectuó el 23 diciembre de 2014, con la finalidad de realizar un manejo más eficiente de los activos financieros del sector público federal. Este aprovechamiento representa un retiro de patrimonio de la Emisora por \$70.0 mil millones y se registró como disminución a las aportaciones del Gobierno Federal a la Emisora.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2015, el saldo de las aportaciones del Gobierno Federal fue de \$43.7 mil millones, respectivamente.

Flujos de efectivo de las actividades de operación, financiamiento e inversión

Durante 2015, el flujo neto de efectivo proveniente de actividades de operación fue de \$102.3 mil millones comparado con \$134.4 mil millones en 2014. La pérdida neta, determinada en base de flujo de efectivo, fue de \$712.6 mil millones en 2015, comparado con una pérdida neta determinada en base de flujo de efectivo fue de \$265.5 mil millones en 2014. El ingreso neto procedente de las actividades de financiamiento fue de \$134.9 mil millones en 2015 en comparación con un importe de \$117.1 mil millones en 2014. Durante 2015, el flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión ascendió a \$254.8 mil millones, comparado con \$222.7 mil millones en 2014 para las inversiones netas en el costo de los activos fijos, incluidos los gastos de exploración.

Al 31 de diciembre de 2015, el efectivo y equivalentes de efectivo totalizaron \$109.4 mil millones, comparados con \$118.0 mil millones al 31 de diciembre de 2014.

Posición de Liquidez

Se define liquidez como los fondos disponibles bajo las líneas de crédito así como el efectivo y equivalentes de efectivo. La siguiente tabla muestra la posición de liquidez al 31 de diciembre de 2014 y 2015.

	Al 31 de diciembre	
	2015	2014
	(millones de pesos)	
Préstamos bajo las líneas de crédito	\$ 11,337	\$ -
Efectivo y equivalentes de efectivo	109,369	117,989
Liquidez.....	<u>\$120,706</u>	<u>\$ 117,989</u>

La siguiente tabla totaliza las fuentes y usos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2015:

	Para los años terminados el 31 de diciembre	
	2015	2014
	(millones de pesos)	
Flujo neto de efectivo (usado en) para actividades de operación.....	\$ 102,337	\$ 134,356
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	(254,832)	(222,668)
Flujo neto de efectivo para actividades de financiamiento	134,915	117,112
Efectos por cambios en el valor del efectivo	8,960	8,442
Aumento neto (decremento) en el efectivo y equivalentes.....	<u>\$ (8,620)</u>	<u>\$ 37,242</u>

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

Nivel de endeudamiento

Los siguientes cuadros muestran la deuda total de la Emisora por los últimos tres años:

	Total de la Deuda		
	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre de		
	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>
	(en millones de pesos)		
Corto plazo	\$ 90,677	\$ 145,866	\$ 192,509
Largo plazo	<u>750,563</u>	<u>997,384</u>	<u>1,300,873</u>
Total de la deuda	<u>\$841,240</u>	<u>\$1,143,251</u>	<u>\$1,493,382</u>

Durante 2015, el total de la deuda de la Emisora se incrementó en 30.6%, de \$1,143.3 mil millones al 31 de diciembre de 2014 a \$1,493.4 mil millones al 31 de diciembre de 2015, debido principalmente a las actividades de financiamiento realizadas durante este periodo y la variación cambiaria resultado de la depreciación del peso frente al dólar, como se describe en la Nota 15 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 incluidos en este reporte. Al 31 de diciembre de 2015 y a la fecha del Reporte Anual, la Emisora no está en incumplimiento de ninguna de sus obligaciones en los contratos de financiamientos.

Actividades de Financiamiento Recientes. Durante el periodo del 1 de enero al 30 de abril de 2016 la Emisora realizó las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 25 de enero de 2016, la Emisora incrementó el Programa de Pagarés de Mediano Plazo de EUA\$52,000,000,000 a EUA\$62,000,000,000. De conformidad con la autorización del Consejo de Administración de la Emisora aprobado el 18 de agosto de 2015.

- El 27 de enero de 2016, la Emisora realizó una disposición por EUA\$130,000,000 de una línea de crédito sindicada.
- El 28 de enero de 2016, las subsidiarias de PF obtuvieron un préstamo por un monto total de EUA\$635,000,000 con relación a la adquisición del Grupo Fertinal, S.A.
- El 4 de febrero de 2016, la Emisora realizó una emisión por EUA\$5,000,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta EUA\$62,000,000,000. La emisión fue en tres tramos: (1) EUA\$750,000,000 con vencimiento en 2019 a una tasa de 5.500%, (2) EUA\$1,250,000,000 con vencimiento en 2021 a una tasa de 6.375%, y (3) EUA\$3,000,000,000 con vencimiento en 2026 a una tasa de 6.875%. Las emisiones se encuentran garantizadas por los Garantes.
- El 5 de febrero de 2016, la Emisora obtuvo un préstamo de una línea de crédito por \$7,000,000,000 con tasa TIIE más 0.55%, pagadera en enero de 2017.
- El 15 de marzo de 2016, la Emisora realizó una emisión por 2,250,000,000 euros bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta EUA\$62,000,000,000 en dos tramos: (1) 1,350,000,000 euros con tasa 3.75% con vencimiento en 2019; y (2) 900,000,000 euros a tasa 5.12% con vencimiento en 2023. La emisión está garantizada por los Garantes.
- El 17 de marzo de 2016, la Emisora dispuso de una línea de crédito un monto de \$2,000,000,000 a tasa TIIE 28 días más 52 puntos base, con plazo de 12 meses y vencimiento en marzo de 2017.
- El 17 de marzo de 2016, la Emisora dispuso de una línea de crédito un monto de \$3,300,000,000 a tasa TIIE 28 días más 52 puntos base, con plazo de 12 meses y vencimiento en marzo de 2017.
- El 23 de marzo de 2016, la Emisora una emisión de certificados bursátiles por \$5,000,000,000 a tasa TIIE 28 días más 135 puntos base, con vencimiento en octubre de 2019. La emisión se encuentra garantizada por los Garantes.
- El 28 de marzo de 2016, la Emisora dispuso de una línea de crédito un monto de \$9,700,000,000 a tasa TIIE 28 días más 31 puntos base, con plazo de 12 meses y vencimiento en marzo de 2017.
- El 19 de abril de 2016, la Emisora dispuso de una línea de crédito un monto de 500,000,000 euros a tasa fija de 5.11% y vencimiento en marzo de 2013.

Del 1 de enero al 29 de abril de 2016, P.M.I. Holdings B.V. obtuvo EUA\$2,754,000,000 de sus líneas de crédito revolviente, y pagó EUA\$2,695,000,000. El monto pendiente de pago de estas líneas de crédito al 29 de abril de 2016 fue EUA\$59,000,000.

Actividades de Financiamiento 2015. Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015 la Emisora realizó las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 16 de enero de 2015, se realizó un desembolso por \$7,000,000,000 de una línea de crédito bilateral con tasa TIIE 28 días más 35 puntos base y pagadera en enero de 2016.
- El 22 de enero de 2015, se incrementó el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de EUA \$42,000,000,000 a EUA \$52,000,000,000
- El 23 de enero de 2015, la Emisora emitió un bono por EUA \$6,000,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta EUA\$52,000,000,000 en tres tramos:
 - EUA\$1,500,000,000 con vencimiento en julio de 2020 con cupón de 3.500%
 - EUA\$1,500,000,000 con vencimiento en enero de 2026 y cupón de 4.500% y
 - EUA\$3,000,000,000 con vencimiento en enero de 2046 y cupón de 5.625%.
 La emisión está garantizada por los Garantes.
- El 30 de enero de 2015 se llevó a cabo un convenio modificatorio a la línea de crédito revolviente sindicada del 22 de octubre de 2012 con el fin de incrementar el monto de EUA\$1,250,000,000 hasta por EUA \$3,250,000,000, reducir el diferencial y extender el plazo al

15 de febrero de 2020. Con fecha 5 de febrero de 2015, la Emisora dispuso de EUA\$1,950,000,000 bajo este crédito para prepagar totalmente el préstamo por EUA\$700,000,000 de fecha 17 de diciembre de 2014.

- El 11 de febrero de 2015, la Emisora realizó una emisión de certificados bursátiles en tres tramos:
 - \$4,300,000,000 en tasa flotante de TIIE más 15 puntos base con vencimiento en noviembre de 2020; se trató de la reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 27 de noviembre de 2014.
 - \$17,000,000,000 con vencimiento en 2026, tasa cupón de 7.47% y un rendimiento de 7.50%; se trató de la reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2026 originalmente emitida el 27 de noviembre de 2014.
 - 565,886,800 de UDIS equivalentes a \$2,987,901,544 con vencimiento en enero de 2026 con rendimiento de 3.57% y una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la cuarta 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, el 11 de septiembre de 2014 y el 27 de noviembre de 2014.

La emisión está garantizada por los Garantes.

- El 11 de febrero de 2015, la Emisora refinanció una línea de crédito sindicada por EUA\$2,000,000,000 contratada el 18 noviembre de 2010 con el fin de reducir el diferencial y extender el plazo a febrero de 2020.
- El 24 de marzo de 2015 la CNBV autorizó a la Emisora el programa de certificados bursátiles de corto plazo por un monto de hasta \$100,000,000,000. Las emisiones bajo este programa se encuentran garantizadas por los Garantes.
- El 21 de abril de 2015, la Emisora, realizó una emisión en el extranjero por 2,250,000,000 euros bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por EUA\$52,000,000,000, en dos tramos:
 - 1,250,000,000 euros a una tasa de 2.750% con vencimiento en 2027.
 - 1,000,000,000 euros a una tasa de 1.875% con vencimiento en 2022.

La emisión se encuentra garantizada por los Garantes.

- El 26 de junio de 2015, la Emisora realizó un desembolso por EUA\$500,000,000 de una línea de crédito revolving celebrado con instituciones financieras internacionales.
- El 7 de julio de 2015, la Emisora obtuvo un préstamo por \$18,000,000,000 a una tasa de interés variable ligada a TIIE más 0.95 puntos base pagadera en julio de 2025.
- El 16 de julio de 2015, la Emisora realizó una emisión de certificados bursátiles bajo el programa de Certificados Bursátiles de \$200,000,000,000 o su equivalente en UDIS, por un monto aproximado de \$7,721,582,153 en tres tramos:
 - \$650,000,000, a tasa flotante de TIIE más 15 puntos base con vencimiento en 2020, se trató de la segunda reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 27 de noviembre de 2014 y fue reabierto el 11 de febrero de 2015;
 - \$6,100,000,000 con vencimiento en 2026, tasa cupón de 7.47%, se trató de la segunda reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2026 originalmente emitida el 27 de noviembre de 2014 y fue reabierto el 11 de febrero de 2015;
 - 183,941,400 de UDIS equivalentes a \$971,582,153 con vencimiento en 2026 tasa cupón de 3.94%, esta emisión representó la quinta 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, el 11 de septiembre de 2014, el 27 de noviembre de 2014 y 11 de febrero de 2015. A la fecha del Reporte Anual, toda la deuda bajo el programa mencionado está garantizada por los Garantes.
- El 31 de julio de 2015, la Emisora realizó un bono garantizado por el Export-Import Bank de los Estados Unidos por EUA\$525,000,000 con vencimiento en 2025 a una tasa de 2.46%

- El 4 de agosto de 2015, P.M.I. Holdings B.V. obtuvo un préstamo por EUA\$250,000,000 a una tasa de 1.79% con vencimiento en 2018. El préstamo está garantizado por 20,724,331 acciones de Repsol.
- El 28 de agosto de 2015, la Emisora utilizó EUA\$120,000,000 de una línea de crédito revolvente de \$3,250,000,000, a tasa flotante LIBOR (London Interbank Offered Rate) con vencimiento en febrero de 2016.
- El 15 de septiembre de 2015 la Emisora utilizó EUA\$800,000,000 de una línea de crédito revolvente celebrada con instituciones financieras internacionales.
- El 30 de septiembre de 2015, la Emisora contrató una línea de crédito por \$5,000,000,000 a tasa flotante de TIIE con vencimiento en septiembre de 2023. Esta línea de crédito fue totalmente desembolsada el 7 de octubre de 2015.
- El 30 de septiembre de 2015, la Emisora utilizó EUA\$500,000,000 de una línea de crédito revolvente garantizada por el Export-Import Bank de los Estados Unidos, a una tasa flotante LIBOR con vencimiento en diciembre de 2025.
- El 30 de septiembre de 2015, la Emisora utilizó EUA\$475,000,000 de una línea de crédito revolvente garantizada por el Export-Import Bank de los Estados Unidos, a una tasa flotante LIBOR con vencimiento en diciembre de 2025.
- El 30 de septiembre de 2015, la Emisora realizó un emisión de en el mercado mexicano por \$7,400,493,076 bajo el programa de Certificados Bursátiles de \$200,000,000,000 o su equivalente en UDIS, en dos tramos:
 - \$1,357,736,800, a tasa flotante de TIIE de 0.35% con vencimiento en 2018;y
 - 1,138,056,400 UDIS equivalente a \$6,042,756,276 a tasa 5.23% con vencimiento en 2035

Toda la deuda está garantizada por los Garantes.

- El 7 de octubre de 2015, la Emisora obtuvo un préstamo de una línea de crédito por \$5,000,000,000 a tasa TIIE con vencimiento en septiembre de 2023.
- El 22 de octubre de 2015, la Emisora obtuvo un préstamo de una línea de crédito por \$5,000,000,000 a tasa TIIE con vencimiento en octubre de 2022.
- El 6 de noviembre de 2015, la Emisora realizó una emisión por 100,000,000 euros con vencimiento en 2030, a una tasa de 4.625%. La emisión está garantizada por los Garantes.
- El 8 de diciembre de 2015, la Emisora realizó una emisión por 600,000,000 francos suizos a tasa 1.5% con vencimiento en 2020. Bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta EUA\$52,000,000,000. La emisión está garantizada por los Garantes.
- El 15 de diciembre de 2015, la Emisora obtuvo un préstamo de una línea de crédito por \$10,000,000,000 a tasa TIIE, con vencimiento en marzo de 2016.
- El 29 de diciembre de 2015, la Emisora obtuvo un préstamo de una línea de crédito por \$4,400,000,000 a tasa TIIE, con vencimiento en marzo de 2016.
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015, la Emisora emitió y pagó un total de \$40,000,000,000 bajo el programa de Certificados Bursátiles de corto plazo a tasas fijas y flotantes. Al 31 de diciembre de 2015, no se tenía saldo pendiente de pago por certificados bursátiles de corto plazo bajo este programa.
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015, P.M.I. Holdings B.V. obtuvo EUA\$1,540,000,000 de sus líneas de crédito revolventes, y pagó EUA\$2,040,000,000. Al 31 de diciembre de 2015, no había saldo pendiente de pago de estas líneas de crédito.

Actividades de Financiamiento 2014. Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 la Emisora realizó las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 23 de enero de 2014, la Emisora realizó una emisión por EUA\$4,000,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta EUA\$32,000,000,000. La emisión fue en tres tramos: (i) EUA\$500,000,000 con vencimiento en 2019 a una tasa de 3.125%, (ii) EUA\$500,000,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 4.875%, que fue la primera

reapertura del bono emitido originalmente el 18 de julio de 2013 y (iii) EUA\$3,000,000,000 con vencimiento en 2045 a una tasa de 6.375%. Las emisiones se encuentran garantizadas por los Garantes.

- El 23 de enero de 2014, la SHCP autorizó el incremento del Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de la Emisora, de un monto de hasta EUA\$32,000,000,000 a un monto de hasta EUA\$42,000,000,000.
- El 30 de enero de 2014, la Emisora realizó bajo el programa de Certificados Bursátiles autorizado por un monto de hasta \$300,000,000,000 o su equivalente en UDIS, una emisión en tres tramos en el mercado mexicano; el primero por \$7,500,000,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 7.19%, misma que es la segunda reapertura de la emisión realizada originalmente el 26 de septiembre de 2013. El segundo por \$2,000,000,000 con vencimiento en 2019 a una tasa flotante ligada a TIIE más 3.8% , misma que es la segunda reapertura de la emisión realizada originalmente el 19 de septiembre de 2013. El tercer tramo por 588,434,900 UDIS, equivalentes a \$3,000,000,000 con vencimiento en 2026 a una tasa fija de 3.94%. Toda la deuda emitida bajo este programa se encuentra garantizada por los Garantes.
- El 20 de marzo de 2014, la Emisora realizó un desembolso de una línea de crédito revolvente por EUA\$1,000,000,000 a tasa flotante LIBOR más 0.16%, la disposición de este crédito se renueva mensualmente y continúa vigente a la fecha del Reporte Anual.
- El 21 de marzo de 2014, la Emisora obtuvo una línea de crédito bilateral por EUA\$300,000,000 a una tasa fija de 1.08%, con vencimiento en marzo de 2018.
- El 16 de abril de 2014, la Emisora realizó una emisión por 1,000,000,000 de euros con vencimiento en 2026 a una tasa de 3.75%. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por un monto de hasta EUA\$42,000,000,000. La emisión se encuentra garantizada por los Garantes.
- El 30 de mayo de 2014, la Emisora obtuvo un préstamo por \$10,000,000,000 de una línea de crédito revolvente, con vencimiento el 2 de julio de 2014, por lo que no afecta el endeudamiento neto.
- El 2 de junio de 2014, la Emisora obtuvo dos préstamos de las líneas de crédito revolventes por EUA\$1,250,000,000 y EUA\$250,000,000 a tasa flotante que fueron amortizados durante 2014, por lo que no afectó el endeudamiento neto.
- El 2 de julio de 2014, La Emisora realizó bajo el programa de Certificados Bursátiles autorizado por un monto de hasta \$200,000,000,000 o su equivalente en UDIS una emisión por un monto de \$11,000,000,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 7.19%, que consistió en: (1) una oferta fuera de México de \$2,353,100,000 de Certificados Bursátiles en la forma de GDN y (2) una oferta pública en México de \$8,646,900,000 de Certificados Bursátiles que no son representados por GDN. La emisión representa la reapertura de los Certificados Bursátiles que vencen en 2024, los cuales originalmente fueron emitidos el 26 de septiembre de 2013 y subsecuentemente reabiertos el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014. La Emisora emitió simultáneamente bajo el programa de Certificados Bursátiles en el mercado mexicano \$4,000,000,000 en dos tramos: la primera a tasa flotante con vencimiento en 2019 por \$1,500,000,000, que fue una reapertura de la misma emisión originalmente emitida el 19 de septiembre de 2013 y subsecuentemente reabierta el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014; y la segunda a una tasa fija de 3.94% con vencimiento en el año 2026 por un monto de 487,171 UDIS equivalentes a \$2,500,000,000 que fue una reapertura de la serie original emitida el 30 de enero de 2014. Las emisiones se encuentran garantizadas por los Garantes.
- El 25 de julio de 2014, la Emisora contrató una línea de crédito sindicado por un monto de \$26,000,000,000 con vencimiento el 25 julio de 2024; a una tasa TIIE.
- El 29 de julio de 2014, la Emisora modificó los términos de la línea de crédito revolvente contratada el 22 de diciembre de 2011 para reducir el monto por \$10,000,000 a \$3,500,000.
- El 8 de septiembre de 2014, la Emisora modificó los términos la línea de crédito sindicado celebrada el 25 de julio 2014 con la finalidad de incrementar el monto disponible de \$26,000,000,000 a \$30,000,000,000 con vencimiento el 25 julio de 2024; a una tasa TIIE. El 10 de septiembre de 2014, la Emisora utilizó el monto total la línea de crédito.

- El 11 de septiembre de 2014, la Emisora realizó, bajo el programa de Certificados Bursátiles, una emisión por \$19,999,269,100 a una tasa de 7.19%, con vencimiento en 2024 que consistió en: (i) una oferta pública de certificados bursátiles por \$3,418,200,000 fuera de México bajo el formato de GDN y (ii) una oferta pública de certificados bursátiles por \$16,581,069,100 en el mercado local; ésta emisión representó la cuarta reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2024, que fueron emitidos originalmente el 26 de septiembre de 2013 y posteriormente reabiertas el 11 de diciembre de 2013, el 30 de enero de 2014 y el 2 de julio de 2014. La Emisora emitió simultáneamente en el mercado mexicano de certificados bursátiles dos tramos: (i) la primera por \$5,000,000,000 con vencimiento en 2019 a una tasa flotante ligada a TIIE más 0.01%, misma que es la cuarta reapertura de la emisión realizada originalmente el 19 de septiembre de 2013 y posteriormente reabierta el 11 de diciembre de 2013, el 30 de enero de 2014 y el 2 de julio de 2014 y (ii) la segunda a tasa fija de 3.94% con vencimiento en 2026 con un monto principal de 968,671,700 UDIS, o su equivalente en \$5,000,730,842 que representó la segunda reapertura de la misma serie de certificados bursátiles que originalmente se emitió el 30 de enero de 2014 y posteriormente reabierta el 2 de julio de 2014. Las emisiones se encuentran garantizadas por los Garantes.
- El 14 de octubre de 2014, la Emisora emitió bonos por EUA\$500,000,000 con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos a tasa variable de LIBOR 3 meses más 35 puntos base, amortizable trimestralmente con vencimiento en abril de 2025.
- El 15 de octubre de 2014, la Emisora realizó una emisión por EUA\$2,500,000,000 bajo el Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C por un monto de hasta EUA\$42,000,000,000. La emisión fue en dos tramos: 1) EUA\$1,000,000,000 con vencimiento en 2025 a una tasa cupón de 4.321%; y 2) EUA\$1,500,000,000 que corresponden a la reapertura del bono con vencimiento el 27 de junio de 2044 y cupón de 5.371%, el cual fue originalmente emitido el 26 junio de 2012 y reabierto por primera vez el 19 de octubre de 2012. Las emisiones se encuentran garantizadas por los Garantes.
- El 20 de octubre de 2014 la Emisora emitió bonos por EUA\$500,000,000 amortizable cada 6 meses y cupón de 2.378% con garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos y vencimiento en 2025:
- El 14 de noviembre de 2014, la Emisora prepagó EUA\$1,500,000,000 de sus bonos a tasa 4.875% con vencimiento en 2015 y EUA\$234,915,000 de sus bonos a tasa de 5.750% con vencimiento en 2015.
- El 19 de noviembre de 2014, la Emisora contrató una línea de crédito revolvente por \$20,000,000,000 durante un plazo de 5 años y a tasa flotante. El 21 de noviembre realizó un desembolso por la totalidad de la línea y con vencimiento el 19 de noviembre de 2019 .
- El 27 de noviembre de 2014, la Emisora realizó en el mercado local una emisión bajo el programa de Certificados Bursátiles autorizado, por un monto de \$15,000,000,000 en tres tramos: uno por un monto de \$8,301,388,800 a tasa fija por 7.47% con vencimiento en 2026 que consistió en: (i) una oferta pública de certificados bursátiles por \$393,888,800 fuera de México bajo el formato de GDN y (ii) una oferta pública de certificados bursátiles por \$7,907,500,000 en el mercado local; el segundo por un monto de \$5,000,000,000 a una tasa variable ligada a TIIE más 0.15 % con vencimiento en 2020; y el tercero por un monto de 325,000,000 UDIS o su equivalente \$1,698,611,200 a una tasa fija de 3.94% con vencimiento en 2026 que representó la tercera reapertura de la misma serie de certificados bursátiles que originalmente se emitió el 30 de enero de 2014 y posteriormente reabierta el 2 de julio de 2014 y el 11 de septiembre de 2014. Estos Certificados Bursátiles fueron emitidos bajo el programa de Certificados Bursátiles de la Emisora por \$200,000,000,000 o su equivalente en UDIS. Las emisiones se encuentran garantizadas por los Garantes.
- El 15 de diciembre de 2014, la Emisora realizó un desembolso de una línea de crédito por \$3,500,000,000 a una tasa de interés variable con vencimiento el 17 de marzo de 2015.
- El 18 de diciembre de 2014, Pro-Agroindustria, S.A. de C.V. contrató una línea de crédito por EUA\$390,000,000 a una tasa flotante de LIBOR más 1.40%; en la misma fecha hizo una disposición de EUA\$228,000,000 vencimiento el 18 de diciembre de 2017.
- El 19 de diciembre de 2014, la Emisora dispuso de una línea de crédito un monto de EUA\$700,000,000 a una tasa flotante de LIBOR más 0.85%, que fue pagada en su totalidad el 5 de febrero de 2015 .

- El 19 de diciembre de 2014, la Emisora obtuvo un préstamo por \$10,000,000,000 de una línea de crédito bilateral en dos tramos; el primero por \$5,000,000,000 con tasa TIIE 91 días más 125 puntos base y un solo pago al vencimiento en enero de 2025 y el segundo por \$5,000,000,000 con tasa TIIE 90 días más 0.95% y pagadera mediante amortizaciones trimestrales hasta enero de 2025.
- El 23 de diciembre de 2014, la Emisora obtuvo un préstamo por \$10,000,000,000 a una tasa de interés variable ligada a TIIE más 0.95% y pagadera mediante amortizaciones trimestrales hasta marzo de 2025.
- Durante 2014, P.M.I. Holdings B.V. obtuvo EUA\$7,075,000,000 de una línea de crédito revolvente y pagó EUA\$7,125,000,000. Al 31 de diciembre de 2014, el monto pendiente de pago era EUA\$500,000,000.

Actividades de Financiamiento 2013. Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013 la Emisora realizó las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 4 y 11 de enero de 2013 PMI Trading obtuvo y pagó, respectivamente, un préstamo por EUA\$150,000,000 a una tasa de 1.0412%.
- El 22 de enero de 2013, la SHCP autorizó el incremento del Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de la Emisora, por un monto de hasta EUA\$22,000,000,000 a por un monto de hasta EUA\$32,000,000,000. Todas las emisiones bajo este programa están garantizadas por los Garantes.
- El 30 de enero de 2013, la Emisora, realizó una emisión por EUA\$2,100,000,000 con vencimiento en 2023 a una tasa de 3.50%. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por un monto de hasta EUA\$32,000,000,000. La emisión se encuentra garantizada por los Garantes.
- El 28 de febrero de 2013 P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. obtuvo dos préstamos por EUA\$34,500,000 cada uno, a una tasa de interés del 3.80%, ambas con vencimiento el 7 de febrero de 2023.
- El 6 y 8 de marzo 2013 PMI Trading obtuvo y pagó, respectivamente, un préstamo por EUA\$50,000,000 a una tasa de 1.4217%.
- El 22 de marzo de 2013, la Emisora realizó una emisión de certificados bursátiles en el mercado mexicano por \$2,500,000,000, con vencimiento en 2017 a tasa variable. Dicha emisión fue la primera reapertura de la emisión realizada originalmente el 29 de noviembre de 2012. La emisión se realizó bajo el programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$300,000,000,000, o su equivalente en UDIS. Toda la deuda emitida bajo este programa se encuentra garantizada por los Garantes. El 26 de abril de 2013, P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. obtuvo un préstamo por EUA\$33,830,338 a una tasa de 3.80%, con vencimiento el 22 de febrero de 2023.
- El 7 de junio de 2013, P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. obtuvo un préstamo por EUA\$34,277,705 a una tasa de 3.80%, con vencimiento el 24 de abril de 2023.
- El 25 de junio de 2013, la Emisora realizó una emisión de certificados bursátiles en el mercado mexicano por \$2,500,000,000, con vencimiento en 2017 a tasa variable. Dicha emisión fue la segunda reapertura de la emisión realizada originalmente el 29 de noviembre de 2012. La emisión se realizó bajo el programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$300,000,000,000, o su equivalente en UDIS. Toda la deuda emitida bajo este programa se encuentra garantizada por los Garantes.
- El 26 de junio de 2013, la Emisora utilizó EUA\$500,000,000 de una línea de crédito revolvente que pagó el 17 de julio de 2013.
- El 18 de julio de 2013, la Emisora realizó una emisión por EUA\$3,000,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por un monto de hasta EUA\$32,000,000,000. La emisión fue en de cuatro tramos: 1) EUA\$1,000,000,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 4.875%, 2) EUA\$1,000,000,000 con vencimiento en 2018 a una tasa de 3.50%, 3) EUA\$500,000,000 con vencimiento en 2018 a tasa flotante y 4) EUA\$500,000,000 con vencimiento en 2041 a una tasa de 6.50%, esta última, misma que es la segunda reapertura del bono originalmente emitido en junio de 2011 y reabierto en octubre de 2011.

- El 19 de septiembre de 2013, la Emisora realizó la emisión de un bono garantizado por el Export-Import Bank de los Estados Unidos por EUA\$400,000,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 2.830%.
- El 19 de septiembre de 2013, la Emisora realizó una emisión de certificados bursátiles en el mercado mexicano por \$5,000,000,000, con vencimiento en 2019 a tasa variable. La emisión se realizó bajo el programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$300,000,000,000, o su equivalente en UDIS.
- El 26 de septiembre de 2013, la Emisora realizó, bajo el programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$300,000,000,000 o su equivalente en UDIS, una emisión en el mercado mexicano por \$10,400,000,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 7.19 % que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$1,075,000,000 fuera de México bajo el formato de GDN y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$9,325,000,000 en el mercado local.
- El 30 de septiembre de 2013, la Emisora realizó la emisión de un bono garantizado por el Export-Import Bank de los Estados Unidos por EUA\$750,000,000 con vencimiento en 2024 a una tasa LIBOR 3 meses más 43 puntos base.
- El 4 de noviembre de 2013, la Emisora realizó la emisión de un bono garantizado por el Export-Import Bank de los Estados Unidos por EUA\$350,000,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 2.29%.
- El 27 de noviembre de 2013, la Emisora realizó una emisión por 1,300,000,000 euros con vencimiento en 2020 a una tasa de 3.125%. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de EUA\$32,000,000,000.
- El 11 de diciembre de 2013, la Emisora realizó, bajo el programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$300,000,000,000, o su equivalente en UDIS, una emisión en dos tramos: (i) \$8,500,000,000 a una tasa de 7.19% con vencimiento en 2024 que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$1,165,550,000 fuera de México bajo el formato de GDN y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$7,334,450,000 en el mercado local; ésta emisión representó la reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2024, originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y (ii) \$1,100,000,000 con vencimiento en 2019 a tasa flotante, misma que es la primera reapertura de la emisión realizada originalmente el 19 de septiembre de 2013.
- El 11 de diciembre de 2013, la Emisora contrató una línea de crédito revolviente por EUA\$1,250,000,000 a tasa variable ligada a LIBOR con vencimiento en 2016.
- El 19 de diciembre de 2013, la Emisora utilizó \$10,000,000,000 de una línea de crédito revolviente que pagó el 30 de diciembre de 2013.
- El 27 de diciembre de 2013, la Emisora utilizó EUA\$135,000,000 de una línea de crédito revolviente que pagó el 27 de enero de 2014.
- Durante 2013, P.M.I. Holdings B.V. obtuvo EUA\$5,793,000,000 de una línea de crédito sindicada y pagó EUA\$6,143,000,000.

Actividades de financiamiento de Pemex Finance

Desde el 1 de diciembre de 1998, la Emisora, PEP, PMI y P.M.I. Services, B.V. han celebrado varios acuerdos con Pemex Finance. De acuerdo con estos contratos, Pemex Finance adquirió ciertas cuentas por cobrar existentes de PMI de petróleo crudo así como ciertas cuentas por cobrar que PMI generaría en el futuro, relacionadas con petróleo crudo. Las cuentas por cobrar vendidas son las generadas por la venta de petróleo crudo Maya y Altamira a clientes designados en Estados Unidos, Canadá y Aruba. Los recursos netos obtenidos por PEP de la venta de esas cuentas por cobrar conforme a los contratos se utilizaron para las inversiones. Pemex Finance obtuvo recursos para la adquisición de esas cuentas por cobrar a través de la colocación de instrumentos de deuda en los mercados internacionales.

El 1 de julio de 2005, se celebró un contrato de opción de compra con BNP Paribas Private Bank y con Trust Cayman Limited del 100% de las acciones de Pemex Finance. Como consecuencia, los resultados financieros de Pemex Finance bajo las NIIF, se consolidan en los estados financieros de PEMEX. Las ventas de las cuentas por cobrar de Pemex Finance han sido reclasificadas como documentos de deuda. Esta

opción de compra sólo puede ser ejercida una vez que el saldo de la deuda de Pemex Finance, que es aproximadamente de EUA\$275.0 millones al 31 de diciembre de 2015, sea amortizado.

Al 31 de diciembre de 2015 el saldo insoluto de la deuda de Pemex Finance estaba compuesto por EUA\$275.0 millones de capital total de los bonos con vencimientos entre 2016 y 2018 y tasas de interés fijas entre el 9.15% y el 10.61%. Adicionalmente, los intereses por pagar al 31 de diciembre de 2015 ascendieron a EUA\$2.5 millones.

Actividades de financiamiento de 2016. Durante los primeros cuatro meses de 2016, Pemex Finance realizó pagos por EUA\$28.1 millones por el principal de sus bonos. Pemex Finance no ha incurrido en ninguna deuda adicional durante los primeros cuatro meses de 2016.

Actividades de financiamiento de 2015. Durante 2015, Pemex Finance realizó pagos por EUA\$112.5 millones por el principal de sus bonos. Pemex Finance no ha incurrido en ninguna deuda adicional durante 2015.

Actividades de financiamiento de 2014. Durante 2014, Pemex Finance realizó pagos por EUA\$103.3 millones por el principal de sus bonos. Pemex Finance no incurrió en ninguna deuda adicional durante 2014.

La siguiente tabla muestra el análisis de la deuda total de PEMEX al 31 de diciembre de 2015, clasificada por deuda a corto y a largo plazo así como a tasas fijas o flotantes:

	Cifras en millones de dólares
<u>Deuda a corto plazo</u>	
Instrumentos a tasa variable	
Bonos de tasa variable a corto plazo.....	EUA\$706
Líneas de crédito con tasas de interés variables establecidas bajo créditos adquiridos con diversos bancos comerciales internacionales.....	7,249
Instrumentos a tasa fija	
Líneas de crédito con tasas de interés fijas	2,159
Total de la Deuda a corto plazo⁽¹⁾	EUA\$10,114
<u>Deuda a largo plazo</u>	
Instrumentos a tasa fija	
Instrumentos con tasa de interés anual fija que fluctúa entre 1.5% a 10.61% y vencimientos que fluctúan entre 2017 y 2046 y un bono perpetuo.....	EUA\$61,480
Instrumentos a tasa variable	
Disposiciones bajo líneas de crédito basadas en LIBOR y otras tasas variables con vencimientos que fluctúan entre 2017 y 2025.....	9,262
Notas a tasa flotante con vencimientos que fluctúan entre 2017 y 2025 ...	4,862
Total de instrumentos a tasa variable	EUA\$14,124
Total de la deuda a largo plazo	EUA\$75,604
Total de la deuda⁽¹⁾	EUA\$85,717

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

(1) Excluye EUA\$1,074.5 millones de intereses devengados e incluye cuentas por pagar a los contratistas.

Políticas de Tesorería

En lo que se refiere a las políticas de tesorería, la Emisora busca contar con recursos financieros suficientes para hacer frente a sus obligaciones de pago y las de sus Entidades Subsidiarias, empresas filiales, así como impulsar la integración y consolidación de la posición y proyección de su caja.

Asimismo, la Emisora desarrolla estrategias de inversión que le permitan salvaguardar los recursos financieros invertidos, proporcionando una rentabilidad adecuada y procurando los mejores términos de contratación del mercado.

La inversión de los recursos de la tesorería en pesos y en dólares se efectúa con base en las

siguientes políticas:

Para recursos en Pesos:

La Emisora tiene establecidas guías de inversión para el desarrollo de sus operaciones de inversión en pesos, las cuales prevén que únicamente puede invertir en:

- a) valores gubernamentales y operaciones de reporto con valores gubernamentales;
- b) valores gubernamentales emitidos por las Sociedades Nacionales de Crédito (Banca de Desarrollo), sin que el saldo de éstos exceda el 20% del saldo de las disponibilidades financieras
- c) operaciones financieras a cargo del Gobierno Federal;
- d) depósitos a la vista en instituciones de banca múltiple, sin que el saldo de éstos exceda el 10% del saldo de las disponibilidades financieras; y
- e) acciones representativas del capital social de fondos de inversión, cuyo objetivo de inversión sean valores gubernamentales.

Adicionalmente, la celebración de reportos de valores gubernamentales y depósitos a la vista sólo se podrá realizar con instituciones financieras que cuenten cuando menos con la siguiente calificación crediticia (siempre tomando en cuenta la calificación menor):

Escala nacional
Largo plazo

Fitch
AA(mex)

Standard and Poor's
mxAA

Moody's
Aa2.mx

Para recursos en Dólares:

La Emisora tiene establecidas guías de inversión para el desarrollo de sus operaciones de inversión, las cuales deben cumplir con los requerimientos operativos y estratégicos de la Emisora. Asimismo, previamente deberán ser aprobadas por el Banco de México. Actualmente, dichas inversiones están limitadas a los saldos operativos de tesorería en fondos de inversión de corto plazo y depósitos a la vista.

Monedas en que se mantiene el efectivo y las inversiones temporales

La Emisora cuenta principalmente con efectivo y equivalentes en pesos y dólares, ya que obtiene ingresos en estas monedas provenientes de la venta de productos en los mercados tanto nacionales como internacionales. De la misma manera, efectúa pagos de diversos gastos así como de deuda en dichas divisas.

Compromisos de capital y fuentes de financiamiento

Los compromisos actuales de PEMEX para gasto de capital para el año 2016 ascienden a aproximadamente un total de \$156,709 millones. Para una descripción general de los actuales compromisos de gastos de capital, Ver 2)a).— *“Historia y desarrollo de la Emisora” –“Inversiones” y el apartado de inversiones de cada segmento de negocio.*

En la siguiente tabla se muestra el total de los gastos de capital por segmento para el 31 de diciembre de 2015, y el presupuesto para el año 2016. Para obtener más información, Ver 2)a).— *“Historia y desarrollo de la Emisora”.*

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre 2015	Presupuesto 2016⁽¹⁾
	(millones de pesos)	
Exploración y Producción ⁽²⁾	\$ 151,546	\$ 121,576
Refinación ⁽³⁾	29,646	18,919
Gas y Petroquímica Básica ⁽⁴⁾	5,160	2,093
Petroquímica ⁽⁵⁾	494	357
Perforación y Servicios ⁽⁶⁾	1,564	1,663
Logística ⁽⁷⁾	9,827	4,449
Fertilizantes ⁽⁸⁾	1,044	444
Etileno ⁽⁹⁾	1,869	1,786
Corporativo y otras subsidiarias	2,157	5,422
Total	\$ 203,307	\$ 156,709

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

- (1) Presupuesto adecuado aprobado por el Consejo de Administración de la Emisora en su sesión del 26 de febrero de 2016.
- (2) Las cifras para el segmento de exploración y producción para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 incluye el gasto de inversión relativo al segmento de perforación y servicios hasta la entrada en vigor del acuerdo de creación de PPS el 1 de agosto de 2015, y para el segmento de logística la entrada en vigor del acuerdo de creación de PL el 1 de octubre de 2015.
- (3) Las cifras para el segmento de refinación para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015, está asignado en el gasto de inversión de Pemex TRI.
- (4) Las cifras para el segmento de gas y petroquímica para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015, está asignado en el gasto de inversión de Pemex TRI.
- (5) Las cifras para el segmento de petroquímica para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015, incluye el gasto de inversión relativo al segmento de etileno la entrada en vigor del acuerdo de creación de PE el 1 de octubre de 2015, y al segmento de fertilizantes la entrada en vigor del acuerdo de creación de PF el 1 de octubre de 2015. Las cifras para el segmento de petroquímica para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015, está asignado en el gasto de inversión de Pemex TRI.
- (6) Las cifras para el segmento de perforación y servicios para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere al gasto de inversión desde el 1 de agosto de 2015, cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PPS.
- (7) Las cifras para el segmento de logística para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere al gasto de inversión desde el 1 de octubre de 2015, cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PL.
- (8) Las cifras para el segmento de fertilizantes para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere al gasto de inversión desde el 1 de octubre de 2015, cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PF.
- (9) Las cifras para el segmento de etileno para el año que terminó el 31 de diciembre de 2015 se refiere al gasto de inversión desde el 1 de octubre de 2015, cuando entró en vigor el acuerdo de creación de PE.

El compromiso de inversión para el ejercicio 2016 disminuyó con respecto a años anteriores. Con base en experiencias de la Emisora, se espera generar suficiente capital de trabajo para hacer frente a las inversiones a través de:

- flujos de efectivo generados de las operaciones;
- emisión de certificados bursátiles (denominados en pesos) en el mercado nacional;
- emisión de otros valores de deuda en los mercados de capitales internacionales;
- renovación de líneas de crédito existentes y contratación de líneas de créditos adicionales provenientes de la banca comercial nacional e internacional; y
- otras actividades de financiamiento adicionales.

Los valores que se emiten varían en sus términos, monto, moneda y tipo de tasa de interés. La Emisora emite valores en dólares, yenes japoneses, euros, libras esterlinas, francos suizos o pesos, entre otras monedas. Estos títulos pueden ser emitidos con tasa fija o variable y con plazos de uno o más años, incluidos, los bonos perpetuos, todo lo cual depende de las condiciones de mercado y de las necesidades de fondeo. La Emisora puede emitir valores en los mercados de capital internacionales o en el mercado nacional, o bien, en ambos mercados. Los préstamos sindicados de la banca comercial pueden ser establecidos con uno o múltiples tramos con distintos plazos. Los préstamos bilaterales pueden variar en sus términos y alcances y pueden tener plazos de un año o más.

Para poder llevar a cabo el programa de inversión planeado, es necesario buscar financiamiento de diversas fuentes y no es posible garantizar que se puedan obtener financiamientos en condiciones que sean aceptables para la Emisora. La imposibilidad de obtener financiamientos adicionales puede tener un efecto adverso sobre el programa de inversión planeado y podría limitar o diferir este programa. Ver 1)c).—

“Factores de riesgo relacionados con las operaciones de PEMEX— El monto de la deuda de PEMEX es considerable, lo cual podría afectar la situación financiera de la Entidad y sus resultados de operación”.

Créditos o adeudos fiscales

En febrero de 2010, el SAT dio a conocer a PEP las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006, por las contribuciones federales, el IVA y el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, notificada el 22 del mismo mes y año, el SAT determinó un crédito fiscal a cargo de PEP, por la supuesta omisión en el entero de IVA y Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, actualización, recargos y multa, por la cantidad de \$4,575.2 millones. 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 la Emisora 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 \$3,581.8 millones por supuestas omisiones en el pago del Impuesto sobre la Renta, multas, recargos y actualización, sustentado en que la Emisora 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%. La Emisora 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 \$23.2 millones. La Emisora 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.

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 \$1,553.3 millones 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 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 millones, 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 de 16 de marzo de 2016 se ordenó nuevamente notificar a la autoridad demandada el auto por el cual se desecha el recurso de revisión.

Los resultados de los procesos incluidos en el Reporte Anual son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes.

Principales cambios del balance del último ejercicio

A continuación se presentan las principales variaciones en el balance general de la Emisora al 31 de diciembre de 2015 en comparación con el 31 diciembre de 2014:

Activo circulante.- El activo circulante disminuyó 8.3% de \$289.3 mil millones al 31 de diciembre de 2014 a \$267.2 mil millones al 31 de diciembre de 2015. Lo anterior se debe esencialmente a una disminución en efectivo y equivalentes de efectivo de \$8.6 mil millones, principalmente a menores ventas, pagos de impuestos y amortizaciones de financiamientos. Las cuentas y documentos por cobrar y otros disminuyeron en \$35.2 mil millones, originado principalmente por clientes nacionales y extranjeros en \$8.9 mil millones y \$3.6 mil millones respectivamente, por menores ventas y anticipos de impuestos por \$19.8 mil millones, debido a menores pagos de derechos en referencia a los precios del crudo y a la disminución de la producción. Los inventarios muestran una disminución de \$6.2 mil millones, debido a menores precios de los productos refinados de importación, principalmente las gasolinas, combustóleo, diesel y naftas, así como un menor costo de producción. Los activos no circulantes disminuyeron en \$330.6 mil millones, en los rubros siguientes:

Las inversiones permanentes en acciones de compañías no consolidadas, asociadas y otras, aumentaron en \$2.2 mil millones, debido al reconocimiento del método de participación por las utilidades generadas por las empresas en las que se tiene participación accionaria, así como nuevas inversiones. Los pozos, ductos y muebles de equipo neto, disminuyeron en \$438.9 mil millones, originado básicamente por el deterioro en los activos fijos, por la disminución en los flujos de efectivo futuros, como resultado de menores precios de los hidrocarburos, el efecto neto de las nuevas inversiones y la depreciación del ejercicio. Los activos intangibles por concepto de pozos no asignados a una reserva, disminuyeron \$665.9 millones. Los otros activos presentan un incremento de \$49.8 mil millones, debido principalmente al incremento en documentos por cobrar a largo plazo por \$50.0 mil millones, debido a la aportación del Gobierno Federal por parte de la asunción del Gobierno Federal de las obligaciones de pago de pensiones y en pagos anticipados por \$979.6 millones.

El pasivo se incrementó en \$211.2 mil millones 7.3% en el total de pasivo, se explica por los siguientes efectos:

La deuda total, incluyendo intereses devengados, aumentó en \$350.1 mil millones, al situarse en \$1,493.4 mil millones, dicho aumento obedece principalmente a nuevos financiamientos y la variación cambiaria. Los proveedores y contratistas, muestran un incremento de \$51.1 mil millones, debido al incremento en los pasivos exigibles al cierre del ejercicio. Los impuestos por pagar se incrementaron en \$0.6 mil millones, principalmente mayor derecho por la utilidad compartida, el derecho de extracción de hidrocarburos, aunado al IEPS por pagar y una provisión de impuesto sobre la renta, compensándose con la disminución en el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización, el impuesto a los rendimientos petroleros y finalmente el derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía. Respecto a los instrumentos financieros aumentaron en \$9.8 mil millones, esta variación se debe principalmente al incremento en el valor de los cross currency swaps (negativos). La reserva para beneficio a los empleados muestra una disminución de \$ 194.7 mil millones, el cual se debe a las modificaciones en el plan de pensiones y jubilaciones, reconociendo el costo neto del periodo y las ganancias y/o pérdidas actuariales, disminuido por las aportaciones realizadas al fondo laboral Pemex Folape (Activos del Plan) y los pagos efectuados por concepto de servicios médicos y hospitalarios otorgados a los jubilados y sus beneficiarios, así como a los pensionados Post-Mortem. La disminución para créditos diversos y otros por \$5.2 mil millones, se debe a la disminución para la provisión de juicios en proceso, CONPROCA por \$7.0 mil millones, de acuerdo con la estimación del abogado general en función a los juicios que se tienen en litigio, así como la provisión para gastos de protección ambiental por \$2.7 mil millones, debido a los diversos trabajos de estabilización de residuos, compensándose parcialmente con el incremento en la provisión para gastos de taponamiento de pozos por \$4.4 mil millones, considerando nuevos activos y la variable de tasa de descuento. Los impuestos diferidos disminuyeron \$2.1 mil millones en función a los impuestos causados.

Patrimonio.- El patrimonio negativo aumentó en \$564.0 mil millones, debido principalmente a la pérdida neta del período por \$712.6 mil millones, compensándose parcialmente con las aportaciones del Gobierno Federal por \$60.0 mil millones, y el efecto acumulado por conversión por \$13.2 mil millones.

Es importante mencionar que los contratos de crédito vigentes no incluyen compromisos financieros o causales de incumplimiento que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo.

Transacciones relevantes no registradas en el balance general o estado de resultados

La Emisora no tiene transacciones relevantes no registradas en el balance general o en el estado de resultados.

Obligaciones contractuales y otros contratos que generan compromisos no registrados en el balance

La siguiente tabla muestra información respecto a las obligaciones contractuales a largo plazo de PEMEX y otros compromisos comerciales pendientes al 31 de diciembre de 2015, de conformidad con lo señalado en las Notas a los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de 2015. En consideración a la viabilidad económica de las oportunidades de inversión, se considera cualquier fuente de financiamiento, por ejemplo, los contratos de arrendamiento operativo o ventas de cuentas por cobrar, por ser económicamente equivalente a la deuda consolidada.

Obligaciones Contractuales al 31 de diciembre de 2015⁽¹⁾

Total	Vencimientos para el periodo			
	Menos de 1	1 a 3 años	4 a 5 años	Después de 5 años
	año			
	(en millones de dólares)			

Obligaciones contractuales que están consideradas en el balance general:

Deuda a largo plazo ⁽²⁾	EUA\$85,773	EUA\$10,843	EUA\$11,688	EUA\$15,985	EUA\$47,257
Documentos por pagar a contratistas ⁽³⁾	482	272	116	52	42
Obligaciones de arrendamiento financiero ⁽⁴⁾	535	73	155	97	210
Otros pasivos de largo plazo:					
Obligaciones de taponamiento y desmantelamiento de pozos ⁽⁵⁾	3,307	85	523	393	2,306
Beneficios a empleados ⁽⁶⁾	<u>74,355</u>	<u>3,369</u>	<u>6,791</u>	<u>7,568</u>	<u>56,627</u>
Total de obligaciones contractuales en el balance general	<u>EUA\$164,452</u>	<u>EUA\$14,642</u>	<u>EUA\$19,273</u>	<u>EUA\$24,095</u>	<u>EUA\$106,442</u>

Otras obligaciones contractuales no reconocidas en el pasivo:

Contratos de Infraestructura de Trabajo ⁽⁷⁾	57,635	22,594	17,278	7,434	10,329
COPF ⁽⁸⁾	454	202	69	68	115
Contrato de suministro de nitrógeno ⁽⁹⁾ ...	<u>518</u>	<u>62</u>	<u>86</u>	<u>86</u>	<u>284</u>
Total de obligaciones contractuales no reconocidas en el pasivo ⁽¹⁰⁾	<u>58,607</u>	<u>22,858</u>	<u>17,433</u>	<u>7,588</u>	<u>10,728</u>
Total de obligaciones contractuales ..	<u>EUA\$223,059</u>	<u>EUA\$37,500</u>	<u>EUA\$36,706</u>	<u>EUA\$31,683</u>	<u>EUA\$117,170</u>

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

(1) Todas las cantidades se calcularon de acuerdo con NIIF.

(2) Véase la Nota 15 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015. No incluye documentos por pagar a contratistas ni las obligaciones de arrendamiento de capital, las cuales se presentan por separado, pero incluye los intereses devengados hasta el 31 de diciembre de 2015.

(3) Véase la Nota 15 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

(4) Véase la Nota 15 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

(5) Véase la Nota 3 (k) y 12(c) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

(6) Véase la Nota 17 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

(7) Véase la Nota 24 (f) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

(8) Los montos presentados en los COPF en esta tabla correspondientes a trabajos cuya ejecución y entrega por parte de los contratistas está pendiente. Véase la Nota 24 (d) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

(9) Véase la Nota 24 (b) y (c) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

(10) No se incluyen montos para los CIEP debido a que los pagos para estos contratos se efectuarán en una cuota por barril. La entrega de producto por parte de los contratistas, así como su desempeño aún está pendiente. Véase la Nota 24 (e) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

Fuente: La información de esta tabla tomada de los *Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 de PEMEX* convertida al tipo de cambio de \$17.2065=EUA\$1.00.

Administración de Riesgos Financieros

Administración de riesgos e instrumentos financieros

I. INFORMACIÓN CUALITATIVA

1.1 POLITICAS DE USO DE 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 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 cuenta con un Comité de Riesgos Financieros, el cual es un órgano colegiado de consulta, opinión y decisión en materia de exposición a riesgos financieros, esquemas de mitigación de riesgos financieros y contratación de IFD.

Los IFD aprobados son negociados principalmente en el mercado OTC (Over the Counter), sin embargo, pueden ser utilizados instrumentos de mercados organizados. Para el caso de PMI Trading, los IFD son negociados en *CME-Clearport*. Los tipos de IFD que PEMEX negocia se encuentran descritos dentro de las subsecciones posteriores correspondientes a cada tipo de riesgo y relacionados con los mercados aplicables definidos anteriormente.

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.

Como parte del marco normativo en materia de administración de riesgos financieros, PEMEX cuenta con normatividad donde se definen las contrapartes elegibles para la negociación de IFD y otros instrumentos financieros.

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.

Dado que los IFD vigentes de PEMEX han sido contratados con fines de mitigación de riesgos, es decir, tienen el propósito económico de cobertura, no existe la necesidad de establecer límites de riesgo de mercado.

Para los portafolios en los que se pueda presentar una exposición al riesgo de mercado, la normatividad en materia de administración de riesgos financieros determina el establecimiento y monitoreo de límites de riesgo, como son el VaR y Capital en Riesgo (CaR).

PEMEX cuenta con Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura que Pemex TRI ofrece a sus clientes nacionales, en los que se establece la aplicación de garantías, así como la determinación de líneas de crédito. Para los de IFD en mercados organizados, se opera bajo los requerimientos de margen del propio mercado, por lo que no se cuenta con una política interna.

Los IFD que PEMEX contrata con sus contrapartes financieras no están sujetos a un contrato que considere intercambio de colaterales, sin embargo, el marco regulatorio establece que se promuevan estrategias de mitigación de riesgo de crédito, como el intercambio de colaterales.

PEMEX no cuenta con un tercero independiente que verifique el cumplimiento de la normatividad anterior, sin embargo, se cuenta con procesos de control interno que validan el cumplimiento de las políticas y directrices vigentes.

1.2 DESCRIPCIÓN SOBRE LAS TÉCNICAS DE VALUACIÓN

Valor razonable de los IFD

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. 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.

PEMEX valúa internamente sus IFD bajo metodologías estándar comúnmente aplicadas en los mercados financieros, por lo que no requiere de un tercero independiente que lleve a cabo la valuación. Adicionalmente, PEMEX calcula el valor razonable de los IFD mediante herramientas desarrolladas por proveedores de información de mercado como Bloomberg. PEMEX no cuenta con políticas para la designación de un agente de cálculo y valuación.

Debido a que las coberturas de PEMEX son de flujo, la efectividad de las mismas se mantiene independientemente de las variaciones en los activos subyacentes o variables de referencia ya que los flujos del activo se compensan totalmente con los de pasivo. Por lo anterior, no se considera necesario un cálculo de medidas de efectividad o el monitoreo de las mismas.

Jerarquía de valor razonable

Los supuestos e insumos utilizados por PEMEX se encuentran clasificados en los Niveles 1 y 2 de la jerarquía de 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.

1.3 FUENTES DE LIQUIDEZ

Riesgo de Liquidez

La principal fuente interna de liquidez de PEMEX proviene de la operación. Adicionalmente, a través de la planeación de financiamientos y la venta de dólares para el balanceo de las cajas, PEMEX 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, como es el caso de los requerimientos relacionados con IFD.

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

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 EUA\$700 millones 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 EUA\$850 millones.

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.

1.4 CAMBIOS EN LA EXPOSICIÓN A PRINCIPALES RIESGOS

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 LIBOR en dólares y la TIIE en pesos. Al 31 de diciembre de 2015, aproximadamente 25.8% del total de la deuda consistió en deuda a tasa variable.

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/peso. Sin embargo, dichos riesgos están acotados mediante el establecimiento de límites de riesgo de mercado.

Swaps de tasa de interés

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 notional agregado de EUA\$2,225 millones, 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, P.M.I. Norteamérica S.A. de C.V. tiene contratados swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto notional de EUA\$115.1 millones, a una tasa fija promedio ponderada de 4.16% y plazo a vencimiento promedio de 5.73 años.

(ii) Riesgo de tipo de cambio

Una cantidad significativa de los ingresos de PEMEX se deriva de las exportaciones de petróleo crudo y de algunos productos del petróleo, cuyos precios se determinan y son pagaderos en dólares. Además, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diesel 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.

Swaps de moneda

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 japonés, 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 nocional agregado de EUA\$3,109.3 millones y el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nocional agregado de \$9,706.9 millones. 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 nocional agregado de EUA\$1,388.4 millones.

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 nocional de EUA\$ 1,146.4 millones.

PEMEX registró, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 una pérdida cambiaria por \$154,765.6 millones, \$76,999.2 millones y \$3,951.5 millones, respectivamente, que incluye principalmente la variación cambiaria de la deuda por \$152,676.3 millones, \$78,884.7 millones y \$3,308.3 millones, 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 EUA\$1.00 a un tipo de cambio de \$17.2065 por EUA\$1.00 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 EUA\$1.00 a un tipo de cambio de \$14.7180 por EUA\$1.00 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 EUA\$1.00 a un tipo de cambio de \$13.0765 por EUA\$1.00 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 monedas distintas 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 Trading 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 involucren el uso de IFD, considerando la factibilidad operativa y presupuestaria de las mismas.

Derivados de Commodities

Las ventas domésticas del gas licuado de petróleo de Pemex TRI 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 gas licuado de petróleo 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, Pemex TRI ofrece a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de IFD sobre gas natural, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio del gas natural. Para llevar a cabo este servicio, Pemex TRI 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 Pemex TRI con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A través del esquema anterior, Pemex TRI 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.

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.

(iv) Riesgo de precio de títulos accionarios de terceros

Al 31 de diciembre de 2015 la Emisora no cuenta 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 la Emisora en Repsol, S. A.

Al 31 de diciembre de 2015, P.M.I. Holdings, B.V. 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.

Riesgo de Contraparte o de Crédito

Cuando el valor razonable de los IFD a cierta fecha es favorable para PEMEX, la Emisora 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 mark-to-market (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 recouping (mediante las cuales, los pagos en los swaps son ajustados cuando el MtM excede el umbral especificado en la confirmación del swap), que limitan la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a un umbral específico. Estas cláusulas de recouping se activaron 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 NIIF13 – "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.

Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD. Pemex TRI, ha disminuido significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

Como primera restricción, los clientes de Pemex TRI 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 dicha Empresa Subsidiaria.

Adicionalmente, el 2 de octubre de 2009 se estableció, mediante los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura de PGPB (aplicables a Pemex TRI), que todas las operaciones con IFD debían 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 Pemex TRI, 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 y posteriormente se suspende el suministro de gas natural hasta que el adeudo aplicable sea pagado.

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

Normatividad contable aplicada e impacto en resultados

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 \$(25,699.6) millones y \$(15,897.2) millones, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2015 y de 2014, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura. *Ver la Nota 16 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.*

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, PEMEX reconoció una utilidad (pérdida) neta de \$(21,449.9) millones, \$(9,438.6) millones y \$1,311.0 millones, respectivamente, reportada en el rubro (pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación.

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).

II. INFORMACIÓN CUANTITATIVA

1.5 VALOR RAZONABLE

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.

- 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 los *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 BTUs (MMBTUs), y el promedio fijado y precios de ejercicio son presentados en dólares por MMBTUs;
- 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 las fechas de vencimientos esperadas;
- 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 ⁽¹⁾**

	Año de vencimiento					2021 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
	2016	2017	2018	2019	2020			
	(en miles de pesos nominales)							
Pasivos								
Deuda vigente								
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	176,496,002
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%	
Total de deuda a tasa fija	37,150,795	36,666,195	82,984,743	74,135,337	99,585,266	764,481,085	1,095,003,422	1,085,529,491
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
Total de deuda a tasa variable	136,869,351	56,340,855	29,795,235	33,585,815	70,317,994	52,980,641	379,889,891	372,498,334
Deuda total	174,020,146	93,007,050	112,779,978	107,721,152	169,903,260	817,461,726	1,474,893,313	1,458,027,825

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

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 de \$17.2065= EUA\$1.00; \$0.1429 = 1.00 Yen japonés; \$25.4983= 1.00 Libra esterlina; \$5.3811 = 1.00 UDI; \$18.8084= 1.00 Euro, \$17.3487= 1.00 Franco suizo y \$12.5538=1.00 Dólar australiano.

Fuente: La Emisora

Desglose Cuantitativo por Año de Vencimiento de los Instrumentos Financieros Derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2015⁽¹⁾⁽²⁾

	Año de vencimiento					2021 en adelante	Valor nocional total	Valor razonable ⁽³⁾
	2016	2017	2018	2019	2020			
	(en miles de pesos nominales)							
Instrumentos de Cobertura⁽²⁾⁽⁴⁾								
IFD de Tasa de Interés								
Swaps de tasa de interés (dólares americanos)								
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.
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.
IFD de divisas								
Swaps de moneda								
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)
Forward de Tipo de Cambio								
Recibe euros / paga dólares americanos	—	—	—	—	—	—	—	—

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

n.a. = no aplica

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 de \$17.2065= EUA\$1.00 y \$18.8084= 1.00 Euro.

(2) La Emisora utiliza 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 Consolidados Dictaminados 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 riesgo 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.

Fuente: La Emisora y PMI Trading.

**Desglose Cuantitativo por Año de Vencimiento de los Instrumentos Financieros Derivados (Gas Natural)
contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2015⁽¹⁾⁽²⁾**

	Año de vencimiento					2021 en adelante	Volumen total	Valor razonable ⁽²⁾ (en miles de pesos nominales)
	2016	2017	2018	2019	2020			
(en MMBTUs, excepto los precios promedio fijo y de ejercicio que están denominados en dólares por MMBTUs)								
Derivados negociados con Clientes de Pemex TRI								
Posición Corta								
Opción Europea Call.....	(4,584,088)	(642,200)	(234,000)	(3,750)	—	—	(5,464,038)	(5,310)
Precio de ejercicio promedio	3.17	3.43	3.25	3.30	—	—	3.21	n.a.
Swap variable a fijo ⁽³⁾	(3,154,691)	(1,142,042)	(490,592)	—	—	—	(4,787,325)	37,675
Precio fijo promedio.....	3.02	2.77	2.68	—	—	—	2.92	n.a.
Posición Larga								
Opción Europea Call.....	—	—	—	—	—	—	—	—
Precio de ejercicio promedio	—	—	—	—	—	—	—	—
Derivados contratados para cubrir las transacciones negociadas con los clientes de Pemex TRI								
Posición Corta								
Opción Europea Call.....	—	—	—	—	—	—	—	—
Precio de ejercicio promedio	—	—	—	—	—	—	—	n.a.
Posición Larga								
Opción Europea Call.....	4,584,000	642,200	234,000	3,750	—	—	5,463,950	5,425
Precio de ejercicio promedio	3.15	3.43	3.25	3.30	—	—	3.19	n.a.
Swap variable a fijo ⁽⁴⁾	3,154,691	1,142,042	490,592	—	—	—	4,787,325	(32,990)
Precio fijo promedio.....	2.96	2.72	2.62	—	—	—	2.87	n.a.

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

n.a. = no aplica

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 de \$17.2065 = EUA\$1.00.

(2) Los números positivos significan un valor razonable favorable a PEMEX. Los valores incluyen CVA.

(3) En la posición corta de swaps variable a fijo negociados con los clientes de Pemex TRI, PEMEX pagará un precio variable y recibirá el fijo establecido en el contrato.

(4) En la posición larga de swaps variable a fijo negociados con los clientes de Pemex TRI, PEMEX pagará el precio fijo establecido en el contrato y recibirá uno variable.

Fuente: Pemex TRI.

**Desglose Cuantitativo por Año de Vencimiento de los Instrumentos Financieros Derivados (Productos del
Petróleo) contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2015⁽¹⁾⁽²⁾**

	Año de vencimiento					2021 en adelante	Volumen total	Valor razonable ⁽²⁾ (en miles de pesos nominales)
	2016	2017	2018	2019	2020			
	(en miles de barriles)							
Instrumentos de cobertura								
Futuros en mercado bursátil ⁽³⁾⁽⁵⁾	0.4	—	—	—	—	—	0.4	(7,944)
Swaps en mercado bursátil ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	11.6	—	—	—	—	—	11.6	550.952

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 de \$17.2065 = EUA\$1.00.

(2) Los números positivos en el valor razonable significan montos favorables para PMI Trading. Los valores incluyen CVA.

(3) Posición neta.

(4) Incluye swaps registrados en CME Clearport.

(5) El saldo de estos instrumentos se presenta como parte del efectivo y equivalentes de efectivo por considerarse totalmente líquidos.

Fuente: PMI Trading.

1.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los IFD contratados por PEMEX tienen el propósito de mitigar totalmente el riesgo de mercado para flujos específicos o volúmenes predeterminados asociados a sus operaciones. En este sentido, los IFD tienen las mismas características de la posición a la que cubren (como son: subyacente, fechas de pago, montos y volúmenes), pero con exposición contraria al factor de riesgo de mercado. Como resultado, de estas estrategias de mitigación, PEMEX tiene una sensibilidad prácticamente nula a los factores de riesgo de mercado cubiertos. Ver la Nota 15 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

Debido a que las coberturas de PEMEX son de flujo, la efectividad de las mismas se mantiene independientemente de las variaciones en los activos subyacentes o variables de referencia ya que los flujos del activo se compensan totalmente con los de pasivo. Por lo anterior, no se considera necesario un cálculo de medidas de efectividad o el monitoreo de las mismas.

Los IFD sobre gas natural que Pemex TRI ofrece a sus clientes nacionales, son informados como operaciones con fines económicos de negociación. Sin embargo, dichas operaciones son compensadas totalmente con las operaciones que celebra con sus contrapartes financieras a través de Mex Gas Supply, S.L. Mediante este esquema de operación (back-to-back), Pemex TRI mantiene un portafolio de derivados de gas natural con una exposición al riesgo de mercado prácticamente nula, por lo que no se considera necesario llevar a cabo un análisis de sensibilidad o un cálculo de medidas de efectividad.

El resto de IFD tiene el objetivo de fijación del precio de los hidrocarburos, donde el subyacente del IFD es el mismo que el de la comercialización, por lo que no se considera necesario llevar a cabo un análisis de sensibilidad o un cálculo de medidas de efectividad. Cabe mencionar que los IFD de fijación de precio de la comercialización de PMI Trading (petrolíferos y crudo), están clasificados en el rubro de Efectivo y Equivalentes de Efectivo para propósitos contables debido a su liquidez.

iii) Control interno

La administración de la Emisora es responsable de establecer y mantener un adecuado sistema de control interno para el reporte financiero. Este sistema está diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la confiabilidad de la información de los estados financieros y la preparación de los estados financieros de propósitos externos acorde a NIIF. El sistema de control interno para el reporte financiero incluye aquellas políticas y procedimientos para:

- (i) dar certeza de que los registros consideran razonablemente el detalle necesario, son precisos y completos y reflejan las operaciones y movimientos de los activos de PEMEX;
- (ii) otorgar una seguridad razonable de que la totalidad de las operaciones han sido registradas para la preparación de los estados financieros acorde a NIIF y que las erogaciones de PEMEX se hagan únicamente de conformidad con las autorizaciones de la administración y los funcionarios facultados para ello por organismo o entidad de que se trate; y
- (iii) dotar a la administración de una seguridad razonable respecto de la prevención y detección oportuna de cualquier adquisición, uso o disposición de activos no autorizada que pudiera afectar materialmente los estados financieros de PEMEX.

Para la correcta realización de sus funciones, el Consejo de Administración de la Emisora cuenta con el Comité de Auditoría que tiene, dentro de sus atribuciones, presentar para aprobación del Consejo de Administración de la Emisora, previa propuesta de su Director General y de la opinión de la Auditoría Interna, el sistema de control interno de PEMEX, así como los lineamientos que lo regulan. Asimismo, el Comité de Auditoría debe informar al Consejo de Administración de la Emisora el estado que guarda el sistema de control interno y proponer las adecuaciones pertinentes, así como las demás medidas y acciones para corregir las deficiencias que identifique.

Asimismo, el Comité de Auditoría verifica el cumplimiento de las metas, objetivos, planes y programas de la Emisora, incluyendo los plazos, términos y condiciones de los compromisos que se asuman, así como los indicadores y objetivos cuantificables para la evaluación del desempeño; verifica y certifica la razonabilidad y suficiencia de la información contable y financiera, y supervisa los procesos para formular, integrar y difundir la información contable y financiera, así como la ejecución de las auditorías que se realicen a los estados financieros.

e) Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas

Algunas de las políticas contables requieren la aplicación de estimaciones, juicios y supuestos significativas por parte de la administración que afectan el importe de los activos y pasivos a la fecha de los estados financieros, así como la cantidad de ingresos y gastos durante los periodos presentados en este Reporte Anual. Por su naturaleza, estas estimaciones, juicios y supuestos están sujetas a un cierto grado de incertidumbre y se basan en la experiencia histórica, en los términos de los contratos existentes, en los puntos de vista de la administración sobre las tendencias, tanto nacionales como internacionales, de la industria del petróleo y gas, los factores económicos en México, así como la información de fuentes externas.

Se considera que, entre otras, las siguientes políticas contables críticas afectan las más importantes estimaciones, juicios y supuestos de la administración de la Emisora empleadas en la preparación de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados, preparados de conformidad con las NIIF y podrían tener un impacto potencial sobre los resultados financieros y el desempeño financiero futuro. No puede haber ninguna garantía de que los resultados reales no difieren de estas estimaciones. Estas políticas se detallan en la Nota 3 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 que acompañan al Reporte Anual.

Método de Esfuerzos Exitosos para las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas

Se utiliza el método de esfuerzos exitosos para las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la Norma Internacional de Información Financiera N° 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, plantas y equipos relacionados y las propiedades dedicadas a la explotación de petróleo crudo y gas se contabilizan como parte del costo de los activos. Los costos de pozos exploratorios se contabilizan como activos intangibles hasta que se determine si resultan comercialmente viables para capitalizarse como activos fijos y, en caso contrario, se cargan a los gastos de exploración. Otros egresos por exploración se cargan a los gastos de exploración, al incurrirse.

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

Las reservas son estimadas con base en las definiciones, métodos y procedimientos establecidos por la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC, y pueden variar como resultado de los cambios en factores tales como pronósticos de precios del petróleo y gas, desempeño de las reservas y desarrollos tecnológicos en el campo del petróleo.

La revisión descendente en las estimaciones de las reservas puede resultar en: a) mayor depreciación y mayores gastos de agotamiento por barril en futuros periodos, b) un castigo inmediato del valor en libros de los activos de acuerdo con reglas contables para el deterioro de los activos; o c) cambios en las obligaciones de retiro de activos. Un deterioro de los activos fijos productores de petróleo y gas podría tener lugar si las revisiones descendentes fueran tan significativas que los flujos de efectivo futuros estimados de las reservas restantes en el campo resultaran insuficientes para recuperar los costos capitalizados no amortizados. Por el contrario, si las revisiones de las cantidades de las reservas de petróleo y gas resultaran ascendentes, la depreciación por barril y el gasto de agotamiento serían menores.

La aplicación de la contabilidad de esfuerzos exitosos también puede causar fluctuaciones significativas entre periodos en los gastos de exploración, si los resultados de la perforación son distintos a los esperados o si los planes de exploración y desarrollo son modificados. La determinación de que las perforaciones con fines exploratorios no fueran satisfactorias por no encontrar reservas económicamente viables, requiere que se reconozcan como gasto, los costos de perforación previamente registrados como activos intangibles. PEMEX hace estimaciones periódicas de las cantidades incluidas dentro del activo intangible para determinar si el reconocimiento inicial es adecuado y se puede continuar. Los pozos exploratorios capitalizados más allá de 12 meses, están sujetos a juicios adicionales, en cuanto a si ha habido cambios en los hechos y circunstancias y, por lo tanto, ya no aplican las condiciones descritas en los puntos (a) y (b) que se encuentran más adelante. Los pozos de exploración que tienen más de 12 meses se cargan a resultados, a menos de que (a) (i) ellos requieran mayores inversiones antes de que empiecen a producir, (ii) se hayan encontrado cantidades comercialmente productivas de reservas y (iii) estén sujetos a mayor exploración o actividad de reevaluación para que se lleve a cabo la perforación de pozos exploratorios adicionales o se planee firmemente hacerlo en el futuro cercano, o bien, (b) se identifiquen reservas probadas dentro de los 12 meses siguientes a la terminación de la perforación exploratoria.

Remediación ambiental, obligaciones de retiro de activos

De conformidad con las disposiciones legales y contables aplicables, se reconoce un pasivo ambiental cuando los costos pueden ser razonablemente estimados y es probable el desembolso de efectivo futuro. Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por

operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según correspondan. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son cargados a gastos del período actual. 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.

Los pasivos estimados por remediación ambiental y retiro de activos están sujetos a cambios como resultado de modificaciones en leyes, regulaciones y sus interpretaciones, la revisión de información adicional de la extensión y naturaleza del sitio contaminado, la determinación de trabajos adicionales que sean necesarios, mejoras en tecnología, la naturaleza y oportunidad de gastos, tasas de cambio en la medida que algunos de los costos son incurridos en dólares, y cambios en las tasas de descuento.

PEMEX no reconoce las obligaciones relacionadas a costos futuros por el retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, de gas y petroquímicos. Estos activos se consideran de uso indefinido en el tiempo, como resultado de mantenimientos y reparaciones mayores, en consecuencia, no se dispone de información para determinar, razonablemente, la fecha en que pudieran ser desincorporados y por ende la obligación por retiro no es reconocida.

Instrumentos Financieros

PEMEX enfrenta riesgos de mercado originados por la volatilidad de los precios de hidrocarburos, tipos de cambio y tasas de interés. PEMEX ha desarrollado un marco normativo en materia de administración de riesgos de mercado compuesto de políticas y lineamientos a través de los cuales se promueve un esquema integral de administración de riesgos, se regula el uso de IFD y se formulan las directrices para el desarrollo de esquemas de cobertura y estimación de límites de riesgo.

PEMEX utiliza IFD con el único propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones. Sin embargo, algunos de estos IFD no cumplen con los estrictos requerimientos de la NIC 39 para el tratamiento de contabilidad de cobertura, por lo cual, para fines de reconocimiento, presentación y revelación, contablemente se reconocen como instrumentos con fines de negociación, aunque económicamente los flujos de efectivo generados por estos instrumentos se compensarán, predominantemente en el tiempo, con los flujos a generar por los activos o pasivos a los cuales se encuentran asociados y por ende, todo el cambio en el valor razonable de estos instrumentos afecta directamente el costo financiero dentro de los resultados del ejercicio. *Ver las Notas 10 y 16 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 que acompañan al Reporte Anual.*

Deterioro en el valor de los activos no financieros

En cada fecha de presentación de información financiera, PEMEX evalúa si existen indicios de deterioro de los activos no financieros. Se requiere juicio para evaluar apropiadamente el monto recuperable. El monto recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el mayor entre su valor en uso y su valor razonable menos los costos de venta. PEMEX considera que la estimación de los flujos futuros de efectivo futuros es razonable, diferentes supuestos relacionados con proyecciones de precios de venta de bienes, producción y gastos generales, fluctuaciones cambiarias y efectos inflacionarios podrían afectar materialmente los flujos de efectivo y, por ello, afectar el valor en libros de los activos no financieros.

Estos estimados flujos netos futuros de efectivo se descuentan a su valor presente utilizando tasas de descuento específicas de unidades generadoras de efectivo determinados en función de la moneda en que están denominados sus respectivos flujos de efectivo y los riesgos asociados con estos flujos de caja. 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. *Ver Nota 3 (i) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados incluidos del ejercicio 2015 en este Reporte Anual.*

Al 31 de diciembre de 2015, la Emisora ha llevado a cabo un cálculo del deterioro para evaluar el valor en libros de los activos no financieros, distintos de las existencias y los impuestos diferidos. El cálculo de deterioro se ha traducido en una pérdida de valor de \$477.9 mil millones de los activos fijos principalmente relacionados con: 1) los pozos en los proyectos Aceite Terciario del Golfo, Cantarell, Crudo Ligerito Marino y

Burgos; 2) y con la redefinición de las unidades generadoras de efectivo, del segmento de refinación pasando del Sistema Nacional de Refinación como una sola unidad generadora de efectivo a las siguientes refinerías: Cadereyta, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz, Madero y Tula como unidades individuales generadoras de efectivo, lo que resultó un cargo por deterioro de las unidades generadoras de efectivo de Madero y de Minatitlán. Ver Nota 3 (i) y 12 (d) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015. De conformidad con los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados publicados el 13 de agosto de 2015, en el Diario Oficial de la Federación, por la CNH, las reservas utilizadas para el cálculo del deterioro fueron con base en el límite contractual (que era de 19 años al 31 de diciembre de 2015). Sin embargo, el 15 de abril de 2016 la CNH publicó una modificación a esos lineamientos que permite calcular las reservas con base en su límite económico, lo que podría tener un efecto positivo en los flujos de efectivo futuros esperados por los activos no financieros.

Impuestos a la Utilidad

Como se describe en el apartado "Legislación aplicable y situación tributaria" y en la Nota 20 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015, el régimen fiscal aplicable a la Emisora y las Entidades Subsidiarias y ciertas Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2015, entró en vigor el 1 de enero de 2015. A partir de esa fecha, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal aplicable para el ejercicio respectivo comprenden el régimen fiscal aplicable a PEMEX.

La Emisora y las Entidades Subsidiarias deben estimar impuestos a la utilidad con base a la NIC 12.- Impuesto a la Utilidad. Este proceso implica una estimación del impuesto corriente y una evaluación de las diferencias temporales resultantes del diferente tratamiento de los elementos fiscales y contables. Estas diferencias generan activos y pasivos diferidos, que se incluyen dentro del balance consolidado de PEMEX. La Emisora evalúa la probabilidad de que el activo diferido será recuperable de futuros ingresos gravables.

El juicio de la administración de PEMEX es necesario para determinar la provisión por impuestos a la utilidad, si los resultados actuales varían de las estimaciones de la Emisora, cualquier ajuste registrado afectará a la utilidad neta en ese período.

En 2015, el régimen fiscal de PEP 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

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 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, entre las que se consideran parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos. Conforme a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, este derecho irá disminuyendo anualmente y a partir del 1 de enero de 2019, se establece una tasa de 65%.

b. Derecho de Extracción de Hidrocarburos

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.

c. Derecho de Exploración de Hidrocarburos

PEP tiene la obligación de hacer pagos mensuales al Gobierno Federal de \$1,150 por km² de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a \$2,750 por km² por cada mes adicional que el área no esté produciendo. Estas cantidades serán actualizadas anualmente de conformidad con el INPC.

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 en los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015. Ver Notas 6 y 25 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

Beneficios a empleados

PEMEX opera un plan de pensiones por beneficios definidos, el cual requiere que se hagan aportaciones a un fondo administrado por separado. El costo de la prestación de beneficios bajo el plan de beneficios definidos se determina utilizando el método de valuación de crédito unitario proyectado. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en otras partidas de resultado integral en el momento en que se determinan. El costo por servicios pasados se reconoce como un gasto en el periodo en el que se determinan. Ver Nota 17 de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015.

El activo o pasivo por beneficios definidos comprende el valor presente de la obligación por beneficios definidos, menos el valor razonable de los activos del plan de los cuales las obligaciones deben liquidarse directamente. El valor de cualquier activo queda restringido al valor presente de cualquier beneficio económico representado por los reembolsos del plan o reducciones en las futuras aportaciones al plan. Adicionalmente, se reconoce dentro de otros beneficios de largo plazo la prima de antigüedad pagadera por invalidez. Los beneficios por terminación se llevan al resultado del ejercicio conforme se incurren.

Del total de los pasivos de PEMEX, la provisión por beneficios a empleados representó aproximadamente el 41.2% y 50.9% al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente, cualquier ajuste a dicha provisión afectará el resultado y/o ingreso integral neto del periodo en que ocurra.

A partir del 1 de enero de 2016, en términos del convenio suscrito con el Sindicato para la modificación del sistema de pensiones en 2015, PEMEX está operando un plan de contribución definida, en donde PEMEX y cada trabajador realizan aportaciones la cuenta individual del trabajador.

Emisión de nuevas normas de contabilidad

La Nota 3(t) y 3(u) de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados del ejercicio 2015 se refieren a las nuevas interpretaciones y revisiones contables bajo NIIF, las cuales son aplicables a la información anual que comience en o después del 1 de enero de 2016. No hay criterios adicionales, modificaciones o interpretaciones que, a pesar de que todavía no son aplicables, pudieran tener un impacto material sobre los Estados Financieros Consolidados Dictaminados incluidos en el Reporte Anual.

4) ADMINISTRACIÓN

a) Auditores externos

En la sesión celebrada el 8 de octubre de 2013 y con efectos a partir del 15 de octubre de 2013, el anterior Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño designó al despacho Castillo Miranda y Compañía, S.C. ("BDO México") como auditor externo para dictaminar los estados financieros de la Emisora y los estados financieros consolidados de la Emisora y los Organismos Subsidiarios para los ejercicios fiscales 2013 y 2014, preparados de conformidad con las Normas de Información Financiera Gubernamental, Generales o Específicas para el Sector Paraestatal (Norma Mexicana de Información Financiera Gubernamental para las Entidades del Sector Público).

El 24 de septiembre de 2015, en sesión extraordinaria, el Consejo de Administración de la Emisora, designó al despacho BDO México como auditor externo de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios, empresas productivas subsidiarias y Compañías Subsidiarias para el ejercicio fiscal 2015, basado en la propuesta del Comité de Auditoría.

En los últimos tres ejercicios los auditores externos no han emitido una opinión no favorable, es decir, opinión con salvedades, opinión desfavorable (o adversa), ni de negación (o abstención) de opinión acerca de los estados financieros de PEMEX.

Honorarios de auditoría y otros servicios

La siguiente tabla muestra los honorarios totales facturados a PEMEX por los auditores externos BDO México, en los ejercicios fiscales 2014 y 2015:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre	
	2014	2015
	(en miles de pesos)	
Auditorías.....	\$34,461	\$33,704
Relacionados con la auditoría.....	—	—
Impuestos.....	—	—
Otros.....	—	—
Total.....	<u>\$34,461</u>	<u>\$33,704</u>

Los honorarios por auditorías que se muestran en la tabla anterior, son los honorarios totales facturados por BDO México por los servicios prestados en relación con las auditorías de los estados financieros anuales, registros estatutarios y regulatorios, registros regulatorios, revisiones limitadas de información financiera intermedia, revisión de la información financiera de las circulares de oferta y suplementos informativos, la emisión de cartas de alivio y de consentimiento, así como los servicios prestados de acuerdo con las instrucciones del anterior Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño.

b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés

De conformidad con la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, 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.

En 2015, 2014 y 2013, la Emisora realizó las siguientes operaciones con las Entidades Subsidiarias, las Compañías Subsidiarias y otras personas relacionadas:

	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>
	(en millones de pesos) ⁽¹⁾		
Ingresos			
Servicios médicos.....	\$ 19,223	\$20,137	\$10,710
Servicios administrativos.....	32,435	40,261	2,006
Servicios de telecomunicaciones.....	1,887	1,907	2,303
Financiamiento de cuenta corriente.....	—	—	—
Servicios financieros.....	59,357	66,275	97,318
Servicios financieros devengados no cobrados...	—	—	—
Servicios aduanales.....	111	129	100
Servicios de información geográfica.....	80	125	102
Servicios intercompañías del centro administrativo.....	1,647	1,705	1,692
Servicios de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos.....	—	—	—
Total de Ingresos	<u>\$114,740</u>	<u>\$130,539</u>	<u>\$114,231</u>
Egresos			
Otras ventas y compras - Netas.....	—	—	—
Compras - Netas.....	220	330	150
Costos financieros, Neto.....	<u>15,924</u>	<u>12,215</u>	<u>14,941</u>
Total de Egresos	<u>\$ 16,144</u>	<u>\$ 12,545</u>	<u>\$ 15,091</u>

(1) Los datos presentados fueron preparados bajo NIIF

Fuente: La Emisora.

Todas estas operaciones se realizan a precios de mercado.

Antes de su designación como Secretario de Energía, el Lic. Pedro Joaquín Coldwell, Presidente del Consejo de Administración de la Emisora, desde 2012, así como algunos de sus familiares cercanos ya participaban en el capital social de las sociedades que se mencionan a continuación y que se localizan en Cozumel, Quintana Roo, mismas que tienen celebrados contratos de franquicias con Pemex TRI para la compraventa al mayoreo de gasolina y otros productos, así como para la prestación de otros servicios relacionados.

Compañía	Nombre	Participación accionaria
Servicio Cozumel, S.A. de C.V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	60%
	Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis	20%
	(hijo del Lic. Joaquín Coldwell)	
	Sr. Nassim Joaquín Delbouis (hijo del Lic. Joaquín Coldwell)	20%
Planta de Combustible Cozumel, S.A. de C.V. (que opera como distribuidor mayorista)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	40%
	Sr. Fausto Nassim Joaquín Ibarra (padre del Lic. Joaquín Coldwell)	60%
Gasolinera y Servicios Juárez, S.A. de C.V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	40%
	Sr. Fausto Nassim Joaquín Ibarra	40%
	Sr. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín	20%
	(sobrino del Lic. Joaquín Coldwell)	
Combustibles Caleta, S.A. de C.V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	20%
	Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis	20%
	Sr. Nassim Joaquín Delbouis	20%
	Sr. Fausto Nassim Joaquín Ibarra	20%
	Sr. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín	
Combustibles San Miguel, S.A. de C.V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	25%
	Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis	25%
	Sr. Nassim Joaquín Delbouis	25%
	Sr. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín	25%

Los derechos de estas empresas para operar, al menudeo, estaciones de servicio y de distribución de gasolina y otros productos, al mayoreo, en México, dependen de los contratos ahí mencionados, y su terminación o no renovación, puede afectar negativamente a su negocio. Estos contratos se basan en los formatos estándar y contienen los términos y condiciones estándar aplicables a todas las estaciones de servicio al menudeo y a los distribuidores mayoristas de Pemex TRI.

c) Administradores y accionistas

Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de la Emisora se compone de 10 miembros:

- El titular de la Secretaría de Energía quien será el Presidente del Consejo de Administración de la Emisora y tendrá voto de calidad y el Secretario de Hacienda y Crédito Público;
- Tres representantes del Gobierno Federal designados por el Presidente de la República; y
- cinco independientes, designados por el Presidente de la República y ratificados por el Senado, quienes ejercerán sus funciones de tiempo parcial y no tendrán carácter de servidores públicos.

La Ley de Petróleos Mexicanos establece que únicamente el Secretario de Energía y la Secretario de Hacienda y Crédito Público podrán ser suplidos por el servidor público que al efecto designen, con nivel mínimo de subsecretario. Tratándose del Secretario de Energía, su suplente asumirá todas las funciones de aquél, salvo el voto de calidad en caso de empate en las votaciones. Únicamente en los casos en que algún consejero del Gobierno Federal sea Secretario de Estado, éste podrá designar a su suplente para las sesiones del Consejo de Administración, con nivel mínimo de subsecretario. Los servidores públicos que sean miembros del Consejo de Administración de la Emisora actuarán con imparcialidad y en beneficio y el mejor interés de la Emisora, separando en todo momento los intereses de la Secretaría de Estado, dependencia o entidad a la que pertenezcan, por lo que no se entenderá que realizan sus funciones o votan en su representación.

Con excepción de los primeros consejeros independientes designados conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, los consejeros profesionales son designados por un periodo de 5 años, escalonados, con posibilidad de ser designados nuevamente para un periodo igual. El resto de los miembros del Consejo de Administración de la Emisora no son designados por un periodo específico y pueden ser removidos de su cargo en cualquier momento por las causas que se señalan en la Ley de Petróleos Mexicanos.

En 2014, los siguientes consejeros fueron designados como consejeros independientes del Consejo de Administración de la Emisora.

- Mtro. Alberto Tiburcio Celorio por un periodo de dos años;
- Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana por un periodo de tres años;
- Ing. Jorge José Borja Navarrete por un periodo de cuatro años; y
- Ing. Jaime Lomelín Guillén por un periodo de cinco años ; y
- Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra por un periodo de seis años.

El 17 de febrero de 2015, el Ing. Jaime Lomelín Guillén renunció como consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora. El 29 de abril de 2016 el Senado ratificó el nombramiento del Mtro. Felipe Duarte Olvera como consejero independiente de la Emisora en sustitución del Ing. Jaime Lomelín Guillén.

En términos de las Reglas de Operación y Funcionamiento del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobadas por el Consejo de Administración de la Emisora en su sesión del 14 de octubre de 2014 y modificadas en la sesión del 27 de abril de 2016, el Consejo de Administración de la Emisora sesionará, en forma ordinaria, trimestralmente, conforme al calendario que se acuerde en la última sesión ordinaria del ejercicio inmediato anterior. El Consejo de Administración de la Emisora también podrá sesionar, en forma extraordinaria, cuando la urgencia o importancia de algún asunto lo requiera, el Presidente del Consejo de Administración de la Emisora por iniciativa propia o a petición del Director General, o cuando al menos 2 consejeros, podrán instruir al Secretario para que convoque a una sesión extraordinaria.

Las sesiones deberán convocarse con una anticipación que no podrá ser menor a siete días hábiles de la fecha de la sesión para sesiones ordinarias y de cuatro días hábiles para sesiones extraordinarias.

De conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de la Emisora tiene, entre otras, las siguientes atribuciones:

- La conducción central y la dirección estratégica de las actividades empresariales, económicas e industriales de la Emisora, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales;
- Establecer las directrices, prioridades y políticas generales relativas a la producción, productividad, comercialización, desarrollo tecnológico, investigación, administración general, seguridad, salud y protección ambiental, finanzas, presupuesto y otras que se relacionen con las actividades de la Emisora;
- Aprobar, revisar y, en su caso, actualizar anualmente el Plan de Negocios de la Emisora y sus empresas productivas subsidiarias, con base en una proyección a cinco años, y, conforme a éste, el programa operativo y financiero anual;

- Aprobar las directrices, prioridades y políticas generales relacionadas con las inversiones de la Emisora, de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, y con la celebración de alianzas estratégicas y asociaciones con personas físicas o morales, debiendo señalar, en ambos casos, aquellas que por su importancia o trascendencia deban ser autorizadas por el propio Consejo; señalar, en ambos casos, aquellas que por su importancia o trascendencia deban ser autorizadas por el propio Consejo;
- Aprobar, a propuesta del Director General, las directrices, disposiciones y políticas generales para las contrataciones que realicen la Emisora, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, debiendo señalar aquellas que por su importancia o trascendencia deban ser autorizadas por el propio Consejo;
- Aprobar anualmente, previa opinión favorable del Comité de Auditoría sobre el dictamen de los auditores externos, los estados financieros de la Emisora;
- Fijar y ajustar los precios de los bienes y servicios que produzcan o presten la Emisora y sus empresas productivas subsidiarias, o bien, las reglas para tal efecto, salvo aquellos que deban determinarse en términos de las leyes de la materia;
- Dictar las reglas para la consolidación anual contable y financiera de las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Emisora;
- Aprobar las previsiones económicas máximas para las negociaciones del contrato colectivo de trabajo aplicable en la Emisora y sus empresas productivas subsidiarias;
- Aprobar las políticas de recursos humanos y de remuneraciones de la Emisora y sus empresas productivas subsidiarias, sujeto a lo dispuesto en las demás disposiciones aplicables de la Ley de Petróleos Mexicanos;
- Aprobar políticas generales para cancelar adeudos a cargo de terceros y a favor de la Emisora y de sus empresas productivas subsidiarias, cuando exista inviabilidad económica o imposibilidad práctica de su cobro, así como las políticas para el otorgamiento de mutuos, garantías, préstamos o cualquier tipo de créditos y para la exención de dichas garantías;
- Aprobar, en su caso, la constitución de reservas contables de la Emisora, sus empresas productivas subsidiarias y, en su caso, empresas filiales, así como los requerimientos de inversión de las mismas;
- Aprobar los criterios y lineamientos para el otorgamiento de pagos extraordinarios, donativos y donaciones, en efectivo o en especie, que realicen la Emisora, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales;
- Aprobar y expedir, a propuesta del Director General, las políticas para el pago de indemnizaciones y de contraprestaciones que podrán pagar la Emisora o sus empresas productivas subsidiarias a terceros, para cumplir su objeto;
- Establecer las políticas, bases, lineamientos y procedimientos para el desmantelamiento, la enajenación, la afectación en garantía o el gravamen de las instalaciones industriales de la Emisora, sus empresas productivas subsidiarias o, en su caso, empresas filiales;
- Aprobar y expedir, a propuesta del Director General, el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, que contendrá la estructura y organización básicas y las funciones que correspondan a las distintas áreas y líneas de negocio que integran la empresa, así como los directivos o empleados que tendrán la representación de la misma y aquellos que podrán otorgar poderes en nombre de la empresa y las reglas de funcionamiento del Consejo de Administración y sus comités;
- Aprobar los informes que presente el Director General, así como evaluar anualmente su actuación tomando en consideración, entre otros elementos, las estrategias contenidas en el Plan de Negocios de la Emisora;
- Vigilar y evaluar el desempeño de la Emisora, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales y sus directivos;
- Emitir, a propuesta del Comité de Auditoría, los lineamientos en materia de auditoría y evaluación del desempeño, aplicables a la Emisora, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales;

- Emitir, a propuesta del Comité de Auditoría, los lineamientos que regulen el sistema de control interno aplicable a la Emisora, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, mismo que incluirá la administración de riesgos, y vigilar su implementación, con base en la información presentada por el propio Comité, el Director General, la Auditoría Interna o el auditor externo, dando especial atención a los principales riesgos estratégicos;
- Evaluar y dar seguimiento a los sistemas de contabilidad, control, seguridad y auditoría, registro, archivo e información y su divulgación al público;
- Fijar las políticas y bases generales para determinar el factor de rentabilidad con base en el cual la Emisora y sus empresas productivas subsidiarias participarán en los concursos para la adjudicación de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- Aprobar los proyectos y decisiones cuyas características revistan una importancia estratégica para el desarrollo del objeto de la empresa, conforme a las políticas y lineamientos que al efecto emita el Consejo de Administración;
- Aprobar, a propuesta del Director General, la celebración de asociaciones y alianzas en términos de la Ley de Hidrocarburos;
- Nombrar y remover, a propuesta del Director General, a los directivos de la Emisora que ocupen cargos en las dos jerarquías inmediatas inferiores a la de aquél, y concederles licencias;
- Conocer y, en su caso, autorizar los asuntos que por su importancia o trascendencia sometan a su consideración su Presidente, cuando menos dos consejeros por conducto de éste o el Director General;
- Aprobar las políticas y procedimientos para la celebración de operaciones entre la Emisora, sus empresas productivas subsidiarias, empresas filiales u otras personas sobre las que ejerzan control o influencia significativa, debiendo señalar aquellas que deberán ser autorizadas por el propio Consejo;
- Establecer mecanismos de coordinación entre la Unidad de Responsabilidades y la Auditoría Interna, y
- Las demás previstas en esta Ley, en el Estatuto Orgánico y las que establezca el propio Consejo de Administración, así como otros ordenamientos jurídicos aplicables.

De conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos, cada uno de los consejos de administración de las Entidades Subsidiarias deberán integrarse por no menos de cinco ni más de siete miembros, cuidando que exista mayoría de miembros que representen a la Emisora nombrados por su Consejo de Administración. La Secretaría de Energía y la SHCP podrán contar con consejeros designados por las mismas en los consejos de administración de las Entidades Subsidiarias, previa aprobación del Consejo de Administración de la Emisora.

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, el cual 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, salvo por algunas disposiciones. Este Estatuto Orgánico tiene por objeto establecer la estructura y organización básica y las funciones de las distintas áreas que integran a la Emisora y las reglas básicas para el funcionamiento del Consejo de Administración de la Emisora y de sus comités.

El 13 de noviembre de 2015, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó el nombramiento del Lic. Juan Pablo Newman Aguilar como Director Corporativo de Finanzas de la Emisora, con efectos a partir del 1 de enero de 2016. El 8 de febrero de 2016, el Dr. José Antonio González Anaya fue nombrado Director General de la Emisora. A partir de la fecha en que su nombramiento entró en vigor, estos funcionarios llevan a cabo las funciones que les corresponden en términos de la Ley de Petróleos Mexicano, su reglamento y demás normatividad aplicable.

A continuación se presenta información de los miembros del Consejo de Administración y los principales funcionarios de la Emisora y de las Entidades Subsidiarias al 11 de abril de 2016:

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
Lic. Pedro Joaquín Coldwell.....	Presidente del Consejo de Administración de la Emisora y Secretario de Energía Nació en 1950 Experiencia laboral: Presidente del Comité Nacional del PRI; Senador en la LX y LXI Legislaturas del Congreso de la Unión; y Presidente de la Comisión Nacional de Procesos Internos del PRI. Cargos en otros Consejos: CFE (Presidente); Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo; Nacional Financiera, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo; Comisión Nacional de Vivienda; Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático; Centro Nacional de Control de Energía (Presidente); CENEGAS (Presidente); Servicio Cozumel, S.A. de C.V.; Gasolinera y Servicios Juárez, S.A. de C.V.; Planta de Combustible Cozumel, S.A. de C.V.; Combustibles Caleta, S.A. de C.V.; Combustibles San Miguel, S.A. de C.V.; y Combustibles Tatich, S.A. de C.V.	2012
Lic. Ildefonso Guajardo Villarreal.....	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Secretario de Economía. Nació en 1957 Experiencia laboral: Diputado Federal de la LXI Legislatura; Diputado local en el Congreso de Nuevo León; y Jefe de la Oficina Ejecutiva del Gobernador de Nuevo León. Cargos en otros Consejos: Aeropuertos y Servicios Auxiliares; Banco del Ahorro Nacional y Servicios Financieros, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo; Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo; Caminos y Puentes Federales de Ingresos y Servicios Conexos; Centro de Investigación y Docencia Económicas, A.C.; Centro Nacional de Metrología; Centro Nacional de Gas Natural; Comisión Coordinadora para la Negociación de Precios de Medicamentos y otros Insumos para la Salud; CFE; Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Presidente); Comisión Intersecretarial de Bioseguridad de los Organismos Genéticamente Modificados; Comisión Intersecretarial de Cambio Climático; Comisión Intersecretarial de Compras y Obras de la Administración Pública Federal a la Micro, Pequeña y Mediana Empresa (Presidente); Comisión Intersecretarial de Desarrollo Social; Comisión Intersecretarial de Gasto Público Financiamiento y Desincorporación; Comisión Intersecretarial de Política Industrial; Comisión Intersecretarial de Precios y Tarifas de los Bienes y Servicios de la Administración Pública Federal; Comisión Intersecretarial de Vivienda; Comisión Intersecretarial para Asuntos de la Frontera Norte; Comisión Intersecretarial para el Desarrollo de los Bioenergéticos; Comisión Intersecretarial para el Desarrollo del Gobierno Electrónico; Comisión Intersecretarial para el Desarrollo Rural Sustentable; Comisión Intersecretarial para el Manejo Sustentable de Mares y Costas; Comisión Intersecretarial para la Coordinación Operativa en los Puntos de Internación al Territorio Nacional; Comisión Intersecretarial	2013

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
	para la Atención de Sequías e Inundaciones; Comisión Intersecretarial para la Instrumentación de la Cruzada contra el Hambre; Comisión Intersecretarial para la Prevención y Combate a la Economía Ilegal; Comisión Intersecretarial para la Prevención y Erradicación del Trabajo Infantil y la Protección de Adolescentes Trabajadores en Edad Permitida en México; Comisión Intersecretarial para la Transición Digital; Comisión Intersecretarial para la Prevención Social de la Violencia y la Delincuencia; Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras (Presidente); Comisión Nacional de Vivienda; Comisión Nacional del Agua; Comisión Nacional Forestal; Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad; Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas; Comité de Control y Desempeño Institucional (Presidente); Comité Intersectorial para la Innovación; Comité Nacional de Productividad; Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar; Consejo Consultivo Empresarial para el Crecimiento Económico de México; Consejo Consultivo para el Fomento a la Industria Eléctrica Nacional (Presidente); Consejo Consultivo de Turismo; Comisión Intersecretarial para el Sector Turístico; Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales; Consejo Mexicano para el Desarrollo Rural Sustentable; Consejo Nacional contra las Adicciones; Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología; Consejo General de Investigación Científica, Desarrollo Tecnológico e Innovación; Consejo Nacional de Fomento Educativo; Consejo Nacional de Infraestructura; Consejo Nacional de Protección Civil; Consejo de Salubridad General; Consejo Nacional de Vivienda; Consejo Nacional para la Competitividad de la Micro, Pequeña y Mediana Empresa (Presidente); Consejo Nacional para la Prevención y Control de las Enfermedades Crónicas no Transmisibles; Consejo Nacional para las Comunidades Mexicanas en el Exterior; El Colegio de la Frontera Norte, A.C.; Fideicomiso de Fomento Minero (Presidente); Fideicomiso Fondo Institucional para el Fomento de la Ciencia, el Fomento de la Tecnología y el Fomento, Desarrollo y Consolidación de Científicos y Tecnólogos; Fideicomiso e-México; Fideicomiso México Emprende (Presidente); Fondo de Innovación SE-CONACYT (Presidente); Gabinete Especializado de México Próspero; Gabinete Especializado de México con Responsabilidad Social; Gabinete Especializado Incluyente; Instituto del Fondo Nacional de Vivienda de los Trabajadores; Instituto del Fondo Nacional para el Consumo de los Trabajadores; Instituto Mexicano de la Juventud; Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (Presidente); Instituto Nacional de la Infraestructura Física Educativa; Instituto Nacional de las Mujeres; Instituto Nacional del Emprendedor (Presidente); Nacional Financiera, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo; Fideicomiso Público ProMéxico (Presidente); Servicio Geológico Mexicano (Presidente); Servicio Nacional de Capacitación y Asistencia Técnica Rural; Servicio Postal Mexicano; Sistema de Investigación Alfonso	

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
Dra. María de Lourdes Melgar Palacios.....	Reyes; Sistema de Investigación Benito Juárez; Sistema de Investigación Francisco Villa; Sistema de Investigación Golfo de México; Sistema de Investigación Ignacio Zaragoza; Sistema de Investigación José María Morelos; Sistema de Investigación Justo Sierra; Sistema de Investigación Mar de Cortés; Sistema de Investigación Miguel Hidalgo; y Telecomunicaciones de México Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Subsecretaria de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía. Nació en 1962 Experiencia laboral: Subsecretaria de Electricidad; Directora del Centro de Sostenibilidad y Negocios del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, A.C. y Consultora Independiente en temas energéticos y Profesora de Cátedra del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, A.C. y el Instituto Tecnológico Autónomo de México, A.C. Cargos en otros Consejos: Comité Consultivo Nacional de Normalización en materia de Hidrocarburos (Presidenta); Consejo Consultivo Empresarial para el Crecimiento Económico de México; Consejo Consultivo para el Fomento de la Industria de Hidrocarburos Nacional; CFE; CENEGAS; ASEA (Suplente); y Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (Suplente)	2014
Dr. Luis Videgaray Caso.....	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Secretario de Hacienda y Crédito Público Nació en 1968 Experiencia laboral: Coordinador General para la Transición Gubernamental del Presidente Electo de México; Diputado Federal Plurinominal y Presidente de la Comisión de Presupuesto y Cuenta Pública de la LXI Legislatura; y Secretario de Finanzas del Gobierno del Estado de México. Cargos en otros Consejos: Aeropuertos y Servicios Auxiliares; Casa de Moneda de México (Presidente); Centro Nacional de Control de Energía; Centro Nacional de Control de Gas; Agencia de Noticias del Estado Mexicano; Agencia Espacial Mexicana; Caminos y Puentes Federales de Ingresos y Servicios Conexos; Financiera Nacional de Desarrollo Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero (Presidente); Fondo de Cultura Económica; Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores; Instituto del Fondo Nacional para el Consumo de los Trabajadores; Instituto Mexicano de la Radio; Instituto para la Protección al Ahorro Bancario (Presidente); Lotería Nacional para la Asistencia Pública (Presidente); Pronósticos para la Asistencia Pública (Presidente); Servicio Postal Mexicano; Talleres Gráficos de México; Telecomunicaciones de México; Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (Presidente); Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México, S.A. de C.V.; Agroasemex, S.A., Institución Nacional de Seguros (Presidente); Banco del Ahorro Nacional y Servicios Financieros, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo (Presidente); Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.,	2013

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
	Institución de Banca de Desarrollo (Presidente); Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo (Presidente); Banco Nacional del Ejército, Fuerza Aérea y Armada, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo (Presidente); Exportadora de la Sal, S.A. de C.V.; Ferrocarril del Istmo de Tehuantepec, S.A. de C.V.; Impresora y Encuadernadora Progreso, S.A. de C.V.; FONATUR Constructora, S.A. de C.V.; FONATUR Operadora Portuaria, S.A. de C.V.; FONATUR Mantenimiento Turístico, S.A. de C.V.; FONATUR Prestadora de Servicios, S.A. de C.V.; Grupo Aeroportuario de la Ciudad de México, S.A. de C.V.; Nacional Financiera, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo (Presidente); Seguros de Crédito a la Vivienda SHF, S.A. de C.V. (Presidente); Sociedad Hipotecaria Federal, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo (Presidente); Servicios Aeroportuarios de la Ciudad de México, S.A. de C.V.; CFE; Fondo de Capitalización e Inversión del Sector Rural (Presidente); Fondo Nacional de Fomento al Turismo; Fideicomiso de Fomento Minero; Fondo de Operación y Financiamiento Bancario a la Vivienda; Comisión Nacional Bancaria y de Valores; Comisión Nacional de Seguros y Fianzas; Comisión de Cambios (Presidente); Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras; Banco Interamericano de Desarrollo y Corporación Interamericana de Inversiones; Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento del Banco Mundial; Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones del Banco Mundial; y Banco de Desarrollo del Caribe.	
Ing. Rafael Pacchiano Alamán...	Miembro del Consejo de Administración de la Emisora y Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales Nació en 1975 Experiencia laboral: Subsecretario de Gestión para la Protección Ambiental de la SEMARNAT; Coordinador del Programa para Jóvenes dentro del equipo de transición del Presidente electo; y Diputado Federal en la LXI Legislatura. Cargos en otros Consejos: CFE	2015
Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra....	Consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora Nació en 1962 Experiencia laboral: Profesor del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, A.C. Campus Santa Fe; Profesor-Investigador del Centro de Investigación y Docencia Económicas, A.C.; Embajador de México para la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos. Cargos en otros Consejos: Corporación Interamericana de Entretenimiento, S.A.B. de C.V. (Independiente) y Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.	2014

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana.....	Consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora Nació en 1952 Experiencia laboral: Socio consejero de Administradora Ictineo Infraestructura, S.A.P.I. de C.V.; Presidente y Director General de Isolux Mexico de Isolux Corsán, S.A.; y Director de Estrategia y Desarrollo de Negocios de ARB Arrendal. Cargos en otros Consejos: COREMAR Empresa de Servicios Portuarios, S.A.	2014
Ing. Jorge José Borja Navarrete...	Consejero Independiente del Consejo de Administración de la Emisora. Nació en 1943 Experiencia laboral: Consejero Profesional del Consejo de Administración de la Emisora; Miembro de la Junta Directiva de la Universidad Nacional Autónoma de México; y Asesor de Grupo Xignux. Cargos en otros consejos: Club Universidad Nacional, A.C. (Presidente).	2014
Mtro. Alberto Tiburcio Celorio.....	Consejero Independiente del Consejo de Administración de la Emisora. Nació en 1951 Experiencia laboral: Presidente y Director General de Ernst & Young México; Integrante del Comité Directivo de América de Ernst & Young y del Comité Consultivo de la Firma Global; y Presidente del Consejo Consultivo del Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A.C. Cargos en otros consejos: Grupo Nacional Provincial, S.A.B. de C.V. (Independiente); Grupo Palacio de Hierro, S.A.B. de C.V. (Independiente); y Afore Profuturo GNP (Independiente).	2014
Vacante.....	Consejero Independiente del Consejo de Administración de la Emisora	
Dr. José Antonio González Anaya	Director General Nació en 1967 Experiencia laboral: Director General del Instituto Mexicano del Seguro Social; Subsecretario de Ingresos de la SHCP y Jefe de la Oficina de la Coordinación del Secretario de Hacienda y Crédito Público.	2016
Lic. Juan Pablo Newman Aguilar .	Director Corporativo de Finanzas Nació en 1979 Experiencia laboral: Director General Adjunto Financiero de Nacional Financiera, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo; Director General Adjunto de Captación de la SHCP; y Director de Administración de Riesgos de la SHCP.	2016

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
C.P. Isaac García Jiménez	Suplente por ausencia del Subdirector de Presupuesto (antes Subdirección de Programación y Presupuestación) y Gerente de Presupuestación Nació en 1964 Experiencia laboral: Director de Apoyo a la Dirección General del Banco del Ahorro Nacional y Servicios Financieros, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo; Director de Administración y Finanzas del Fondo Nacional del Fomento al Turismo; y Subdirector de Recursos Financieros del Fondo Nacional del Fomento al Turismo.	2016
Lic. Rodolfo Campos Villegas.....	Subdirector de Tesorería Nació en 1973 Experiencia laboral: Subdirector de Riesgos y Estrategia Financiera de Recursos Fiduciarios del Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo; Director de Crédito Interno de la SHCP; y Director de Finanzas de Canadian Resorts.	2013
C.P. Víctor M. Cámara Peón.....	Subdirector de Contabilidad y Fiscal Nació en 1943 Experiencia laboral: Asesor del Director Corporativo de Finanzas de la Emisora; Director de Control y Riesgo Operativo del Banco Nacional de México, S.A.; y Director General de Recursos Humanos del Banco Nacional de México, S.A. Cargos en otros Consejos: Intermarítima Maya, S.A. de C.V.; Grupo Roche, S.A.; Comercial Salinera de Yucatán, S.A. de C.V.; Infraestructura Maya Peninsular, S.A. de C.V.; e Industria Salinera de Yucatán, S.A. de C.V.	2003
Dra. Alma Rosa Moreno Razo....	Subdirectora de Desempeño Económico (antes Subdirección de Planeación Económica) Nació en 1952 Experiencia laboral: Asesora del Director General de la Emisora; Socia de ITG Consultores; y Directora General de Administración de Grupo Financiero Banorte, S.A.B. de C.V.	2013
Act. David Ruelas Rodríguez...	Subdirector de Administración de Riesgos y Aseguramiento (antes Subdirección de Administración de Riesgos). Nació en 1977 Experiencia laboral: Gerente de Administración Financiera del Corporativo de la Emisora; Coordinador de Programas Gubernamentales y Consolidación Estratégica de la Emisora; y Asesor del Director Corporativo de Administración de la Emisora.	2011
Ing. Carlos Alberto Treviño Medina.....	Director Corporativo de Administración y Servicios (antes Dirección Corporativa de Administración) Nació en 1970 Experiencia laboral: Director de Finanzas del Instituto Mexicano del Seguro Social; Director General de Financiera Rural; y Subsecretario de Egresos de la SHCP.	2016

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
Ing. Marco Antonio Murillo Soberanis.....	Subdirector de Relaciones Laborales y Servicios al Personal (antes Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales) Nació en 1959 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Dirección Corporativa de Administración de la Emisora; Subdirector de Recursos Humanos de la Emisora; y Gerente Corporativo de Recursos Humanos de la Emisora.	2005
Lic. Antonio Eduardo Carrillo Liceaga.....	Subdirector de Servicios Corporativos Nació en 1965 Experiencia laboral: Coordinador Ejecutivo de la Dirección Corporativa de Administración de la Emisora; Asesor de la Dirección Corporativa de Operaciones de la Emisora; y Gerente de Normalización de Contratos de Obra Pública de la Emisora.	2013
Dr. Marco Antonio Navarrete Prida.....	Subdirector de Servicios de Salud Nació en 1967 Experiencia laboral: Coordinador Nacional de Servicios Médicos Subrogados de la Emisora; Coordinador Médico (Zona Guadalajara) de la Emisora; y Supervisor Médico Sectorial de la Emisora.	2014
C.P. José Antonio Negroe Ortega.....	Subdirector de Administración Patrimonial Nació en 1957 Experiencia Laboral: Gerente de Administración Patrimonial y Servicios de PR; Representante legal del Patronato del Museo Tecnológico de la Comisión Federal de Electricidad, A.C.; y Contralor General de Consorcio Aviaxsa S.A. de C.V.	2015
Gral. Brigadier D.E.M. Eduardo León Trauwitz.....	Subdirector de Salvaguardia Estratégica Nació en 1966 Experiencia laboral: Gerente de Servicios de Seguridad Física de la Emisora; Coordinador de Seguridad del Lic. Peña Nieto; y Coordinador de Ayudantías del Gobernador del Estado de México.	2014
Lic. Rodolfo Figueroa Alonso.....	Director Corporativo de Planeación, Coordinación y Desempeño Nació en 1964 Experiencia laboral: Subdirector de Planeación de PGPB; Gerente de Planeación de PGPB; y Gerente de Evaluación e Información de PGPB.	2015
Ing. Julián Castellanos Fernández.....	Subdirector de Desarrollo de Proyectos Nació en 1945 Experiencia laboral: Gerente de Ingeniería Especializada, Calidad y Riesgos de la Emisora; Gerente de Administración y Control de Proyectos de la Emisora; y Encargado del Despacho de la Subdirección de Operaciones de Proyectos de la Emisora.	2015

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
Lic. Luis Sergio Guaso Montoya.....	Subdirector de Planeación Estratégica Nació en 1963 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Subdirección de Administración y Finanzas de PEP; Subdirector de Desarrollo de Negocios de PEP; y Subdirector de Nuevos Modelos de Ejecución de PEP.	2015
Ing. Sergio Escoto Cortés.....	Subdirector de Programación y Coordinación Nació en 1967 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Subdirección de Operación y Ejecución de la Estrategia de la Emisora; Gerente de Evaluación y Seguimiento de la Emisora; y Gerente de Análisis Operativo y Programación de la Emisora; Cargos en otros consejos: Frío Espacio Control, S.A.P.I. de C.V. (Suplente).	2014
Ing. Luis Fernando Betancourt Sánchez.....	Subdirector de Desarrollo Sustentable y Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (antes Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental) Nació en 1967 Experiencia laboral: Gerente de Disciplina Operativa y Ejecución del Sistema PEMEX-SSPA de la Emisora; Gerente de Protección Ambiental de PR; y Gerente de Implementación del Sistema PEMEX-SSPA de la Emisora.	2010
Ing. Franklin Ulin Jiménez.....	Subdirector de Confiabilidad Nació en 1957 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Subdirección de Coordinación de Mantenimiento de la Emisora; Gerente de Evaluación y Monitoreo de la Emisora; y Gerente de Seguimiento y Coordinación Operativa de la Emisora.	2015
Lic. Jorge Collard de la Rocha.....	Subdirector de Desempeño de Negocio Nació en 1951 Experiencia laboral: Subdirector de Administración y Finanzas de PPQ; Subdirector de Administración y Finanzas de PEP; y Encargado de Despacho de la Subdirección de Suministros en la Emisora.	2015
Lic. Rosa Elena Torres Ortiz.....	Subdirectora de Regulación del Sector Energético Nació en 1971 Experiencia laboral: Gerente de Regulación de PGPB; Directora General de Mex Gas Internacional, Ltd.; y Gerente de Planeación y Regulación de PGPB.	2015

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
Ing. José Luis Luna Cárdenas.	Director Corporativo de Procesos de Negocio y Tecnología de Información (antes Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio) Nació en 1958 Experiencia laboral: Director Ejecutivo de Transformación de Procesos y Tecnología de Información de Axtel, S.A.B. de C.V.; Vicepresidente Senior de Innovación de Cemex, S.A.B. de C.V.; y Vicepresidente de Procesos y Tecnología de Información de Cemex, S.A.B. de C.V.	2013
Ing. Hugo Carlos Berlanga Flores.....	Subdirector de Operación e Infraestructura (antes Subdirección de Infraestructura Tecnológica) Nació en 1960 Experiencia laboral: Director General de Tecnologías de Información y Comunicaciones del estado de Tamaulipas; Director General de Enter, S.A. de C.V.; y Director Operativo de Grupo Enter, S.A. de C.V.	2013
Lic. Héctor Soto Salgado.....	Suplente por ausencia del Subdirector de Alineación Estratégica e Innovación Nació en 1967 Experiencia laboral: Gerente de Vinculación Estratégica y Gobierno de la Emisora; Consultor Independiente; y Gerente Senior de Consultoría de Thrad Consulting.	2016
Mtro. Omar Palomino Molina.....	Subdirector de Integración de Procesos y Soluciones (antes Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio) Nació en 1968 Experiencia laboral: Director de Industria de Everis; Gerente de Mejora del Proceso de Suministro de la Emisora; y Gerente (Zona Norte) de SAP México & Centroamérica.	2013
Dr. José Manuel Carrera Panizzo..	Director Corporativo de Alianzas y Nuevos Negocios Nació en 1969 Experiencia laboral: Director General de PMI; Director de Finanzas de PMI; y Subdirector de Administración de Riesgos de la Emisora.	2015
Ing. Miguel Ángel Maciel Torres..	Subdirector de Desarrollo de Negocios de Exploración y Producción Nació en 1960 Experiencia laboral: Subdirector de Desarrollo de Campos de PEP; Gerente del Proyecto de Desarrollo Lakach de PEP; y Administrador del Proyecto Integral Burgos de PEP.	2015
Lic. Armando García Espinosa....	Subdirector de Desarrollo de Negocios de Transformación Industrial Nació en 1967 Experiencia laboral: Subdirector de Administración y Finanzas de PR; Gerente de Presupuestos de PR; y Gerente de Vinculación con el Proceso Financiero de la Emisora.	2015

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
Lic. Luis Fernández Tovar.....	Subdirector de Análisis Internacional Nació en 1968 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control de PMI; Administrador Local de Auditoría Fiscal del SAT; Administrador Central de Verificación y Evaluación de Entidades Federativas de Coordinación Fiscal del SAT.	2015
Lic. Jorge Eduardo Kim Villatoro ..	Director Jurídico Nació en 1979 Experiencia laboral: Director Jurídico del Instituto Mexicano del Seguro Social; Jefe de la Unidad de Legislación Tributaria de la SHCP, y Director General de Amparos contra Actos Administrativos de la Procuraduría Fiscal de la Federación.	2016
Lic. Fermín Fernández Guerra Espinal.....	Subdirector Jurídico de Operación Regional (antes Subdirección Jurídica de Control de Procesos y Proyectos) Nació en 1976 Experiencia Laboral: Coordinador Ejecutivo de la Oficina del Abogado General de la Emisora; Gerente de Normatividad Patrimonial de la Emisora; y Subgerente de Servicios Consultivos de la Emisora.	2012
Lic. Alfonso Guati Rojo Sánchez..	Subdirector Jurídico Contencioso y de Administración de Cartera (antes Subdirección Jurídica de Asuntos Contenciosos) Nació en 1966 Experiencia laboral: Socio Fundador de Guati Rojo Abogados, S.C.; Profesor Titular en la Universidad Iberoamericana, A.C.; y Profesor Titular en la Universidad Panamericana A.C.	2015
Lic. Silvia María Cristina Oropeza Querejeta.....	Subdirectora de Consultoría Jurídica Nació en 1953 Experiencia laboral: Gerente Jurídico de Convenios y Contratos de la Emisora; Subgerente Jurídico de Contratos de Adquisiciones, Arrendamientos y Prestación de Servicios de la Emisora; y Jefe de la Unidad Consultiva de Convenios, Contratos y Grupos Colegiados de la Emisora.	2012
Lic. César Fernández Gómez.....	Subdirector Jurídico de Proyectos y Negocios Nació en 1977 Experiencia laboral: Director Legal y de Cumplimiento de Petrofac; Director Legal para América Latina y de Cumplimiento de Relaciones Comerciales en México y Brasil de Moksha8 Pharmaceuticals; y Asociado Senior de Barrera, Siqueiros y Torres Landa, S.C.	2015

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
Lic. Miguel Ángel Servín Diago....	Suplente por ausencia del Director Corporativo de Procura y Abastecimiento y Coordinador Ejecutivo de la Dirección Corporativa de Procura y Abastecimiento Nació en 1969 Experiencia laboral: Titular de la Unidad de Administración del Instituto Mexicano del Seguro Social; Director General de Recursos Materiales de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes; Asesor del Secretario de Comunicaciones y Transportes.	2016
Ing. Miguel Ángel Lugo Valdéz.....	Suplente por ausencia del Subdirector de Gestión de Estrategia y Soporte al Modelo de Negocio Nació en 1967 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Gerencia de Planeación, Evaluación y Consolidación de Contrataciones de la Emisora; Encargado del Despacho de la Gerencia de Contrataciones para la Exploración y Producción Central de la Emisora; y Gerente de Recursos Materiales de PEP.	2015
Lic. Raúl Mendoza Jiménez.....	Subdirector de Desarrollo y Relación con Proveedores y Contratistas Nació en 1973 Experiencia laboral: Vicepresidente of Alianzas Con Proveedores de PEMEX Procurement International; Gerente de Comercio Internacional de Manufactures Supply International; y Gerente Implementación y Planeación Estratégica de Royal Dutch Shell México & Houston.	2014
Ing. Arturo Alfredo Musalem Solís	Suplente por ausencia del Subdirector de Procura y Abastecimiento para Exploración y Producción Nació en 1959 Experiencia laboral: Gerente de Contratación de Servicios de Exploración y Perforación de la Emisora; Encargado del Despacho de la Gerencia de Suministro y Servicios Administrativos (regiones Marinas) de PEP; y Subgerente de Suministros y Servicios Administrativos de Perforación y Servicios (Zona Marina Proyectos) de PEP.	2015
C.P. José Luis Antonio Gómez Góngora.....	Subdirector de Procura y Abastecimiento para Transformación Industrial Nació en 1957 Experiencia laboral: Gerente de Contrataciones para Gas y Petroquímica Básica de la Emisora; y Gerente de Recursos Materiales de PGPB.	2015
Vacante	Subdirector de Procura y Abastecimiento para Servicios de Soporte	-----

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
Lic. Tomás Ibarra Guerra.....	Titular de la Unidad de Control Interno Institucional Nació en 1970 Experiencia laboral: Titular de la Unidad de Auditoría Regional (Zona Norte) de PR; Subdirector de Vigilancia y Procesos de Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo; y Titular del Órgano de Control Interno de la Lotería Nacional para la Asistencia Pública.	2013
Mtro. Efraín Ceballos Medina.....	Subdirector de Promoción y Desarrollo del Control Interno Nació en 1973 Experiencia laboral: Gerente Operativo de Desarrollo y Mejora de la Gestión de la Emisora; Titular de Auditoría de la Emisora; y Titular de Auditoría de PR.	2015
C.P. Daniel Ramírez Ruiz.....	Titular del Área de Auditoría Interna Nació en 1945 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control en la Emisora; Titular del Órgano Interno de Control en PEP; y Oficial Mayor del Sistema Nacional para el Desarrollo Integral de la Familia.	2014
C.P. Carlos Nicolás Juárez Ávila..	Subdirector de Auditoría Interna Nació en 1948 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control en PEP; Coordinador de Auditorías del Cartera del Órgano Interno de Control de Servicio de Administración y Enajenación de Bienes de la SHCP; y Director de Auditoría de Delegaciones de la Procuraduría General de la República.	2013
M.A.O. Juan Carlos Pérez Tejada López.....	Subdirector de Auditoría al Desempeño y Control: Nació en 1958 Experiencia laboral: Gerente de Enlace con Instancias Fiscalizadoras de la Emisora; Subgerente de Programación y Auditoría Operativa de la Emisora; y Superintendente de Aseguramiento de la Calidad de Concursos y Contratos de PEP.	2015
C.P. Carlos Joel Hernández Rodríguez.....	Subdirector de Auditoría a Filiales, Tecnologías de Información y de Legalidad Nació en 1956 Experiencia laboral: Titular de Auditoría Interna del Órgano Interno de Control de PGPB; Subdirector General de Casas de la Cultura Jurídica de la Suprema Corte de Justicia de la Nación; y Asesor en la Secretaría Ejecutiva de Administración de la Suprema Corte de Justicia de la Nación.	2015

La Emisora—Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en la Emisora	Año de Nombramiento
C.P. Miguel Ángel Hernández Castañeda.....	Delegado de Auditoría Interna en Exploración y Producción Nació en 1967 Experiencia laboral: Titular de Auditoría para Desarrollo y Mejora de la Gestión Pública de la Emisora; Titular de Auditoría para Desarrollo y Mejora de la Gestión Pública de PEP; y Jefe de la Unidad de Auditoría (Zona Centro) de PGPB.	2015
C.P. Luis Alberto Ramos Padilla...	Delegado de Auditoría Interna en Transformación Industrial Nació en 1956 Experiencia laboral: Titular del Órgano Interno de Control de PR; Director de Área de la Auditoría Superior de la Federación; y Visitador General Supervisor de la CNBV.	2015

PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PEP	Año de Nombramiento
Dr. José Antonio González Anaya.	Presidente del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de la Emisora).	2016
Mtra. Rosanety Barrios Beltrán ...	Miembro del Consejo de Administración de PEP y Titular de la Unidad de Políticas de Transformación Industrial de la Secretaría de Energía Nació en 1963 Experiencia laboral: Directora General Adjunta de Transporte de Gas Natural de la CRE; Consultor Asociado en la Sociedad Mexicana de Análisis Financiero; Subdirectora de Análisis Fundamental de Casa de Bolsa Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer. Cargos en otros Consejos: CENAGAS (Suplente).	2015
Dr. Miguel Messmacher Linartas....	Miembro del Consejo de Administración de PEP y Subsecretario de Ingresos de la SHCP. Nació en 1972 Experiencia laboral: Titular de la Unidad de Planeación Económica de la Hacienda Pública de la SHCP; Economista en el Fondo Monetario Internacional; e Investigador Económico en el Banco de México. Cargos en otros Consejos: CFE (Suplente); Lotería Nacional para la Asistencia Pública (Suplente); Pronósticos para la Asistencia Pública (Suplente); Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (Suplente); Servicio de Administración Tributaria (Suplente); Comisión de Fomento de las Actividades de las Organizaciones de la Sociedad Civil; Comisión Intersecretarial para la Coordinación Operativa en los Puntos de Internación en Territorio Nacional (Suplente); Comisión Intersecretarial para el Desarrollo de los Bioenergéticos (Suplente); Comisión Intersecretarial de la Industria Automotriz; Comisión de Cambios; Centro Nacional de Control de Gas Natural; Centro Nacional de Control de Energía; Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (Suplente); Instituto Nacional para el Federalismo y el Desarrollo Municipal; Comisión de Comercio Exterior; Comisión Tripartita encargada de la Evaluación y Seguimiento de las Disposiciones establecidas en la Ley de Ayuda Alimentaria para los Trabajadores; Comisión Tripartita a que se refiere el artículo 15 de la Ley de Ayuda Alimentaria para los Trabajadores; Comité Interinstitucional para la Aplicación del Estímulo Fiscal a Proyectos de Inversión en la Producción Teatral Nacional; Comité Nacional de Productividad (Suplente); Comité Interinstitucional para la Aplicación del Estímulo Fiscal a Proyectos de Inversión en la Producción Cinematográfica Nacional; y Consejo Nacional de Armonización Contable (Suplente).	2013

PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PEP	Año de Nombramiento
Lic. Juan Pablo Newman Aguilar....	Miembro del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de la Emisora)	2016
Dr. Jorge Itzal Martínez Herrera...	Miembro del Consejo de Administración de PEP, Suplente por ausencia del Director General de Pemex Transformación Industrial y Subdirector de Programación, Coordinación y Evaluación de Pemex TRI. Nació en 1966 Experiencia laboral: Subdirector de Programación, Coordinación y Evaluación de PR; Subdirector de Operación y Ejecución de la Estrategia de la Emisora; Subdirector de Estrategia y Planeación Operativa de la Emisora.	2016
Lic. Miguel Ángel Servín Diago	Miembro del Consejo de Administración de PEP (consulte la sección de la Emisora).	2016
Ing. J. Javier Hinojosa Puebla.....	Miembro del Consejo de Administración de PEP, Director Ejecutivo del Comité de Dirección y Director de Desarrollo y Producción Nació en 1958 Experiencia laboral: Coordinador de Asesores de la Dirección General de PEP; Subdirector de Desarrollo de Campos de PEP; y Subdirector de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos de PEP.	2015
Ing. Manuel Terán García.....	Subdirector de Producción de Aguas Profundas Nació en 1957 Experiencia laboral: Administrador de Exploración Aguas Profundas Activo Norte de PEP; Administrador de Exploración Activo Plataforma Continental Sur de PEP; y Coordinador de Operaciones en Exploración de PEP.	2015
Ing. Ricardo Villegas Vázquez.....	Subdirector de Producción Aguas Someras Nació en 1963 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Subdirección de Producción (región Marina Suroeste) de PEP; Gerente del Proyecto de Desarrollo Tsimin-Xux de PEP; y Administrador del Activo Integral Litoral de Tabasco de PEP.	2015
Ing. Félix Alvarado Arellano.....	Subdirector de Producción de Campos Terrestres Nació en 1963 Experiencia laboral: Subdirector de Producción región Marina Noreste de PEP; Gerente del Proyecto de Desarrollo del Activo Integral Ku-Maloop-Zaap de PEP; y Administrador del Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc de PEP.	2015
Ing. José Luis Fong Aguilar.....	Subdirector de Producción Campos No Convencionales	2015

PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PEP	Año de Nombramiento
	Nació en 1960 Experiencia laboral: Subdirector de Producción (región Sur) de PEP; Subdirector de Producción (región Marina Suroeste) de PEP; y Administrador del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap (región Marina Norte) de PEP.	
Ing. Plácido Gerardo Reyes Reza	Subdirector de Producción Campos de Gas no Asociado Nació en 1964 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Subdirección de Producción (región Norte) de PEP; Encargado del Despacho de la Administración del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo de PEP; y Administrador del Activo Integral Burgos de PEP.	2015
Ing. Francisco Javier Flamenco López.....	Suplente por ausencia del Subdirector de Desarrollo de Campos Nació en 1965 Experiencia laboral: Gerente del Proyecto de Aguas Profundas de PEP; Coordinador de Diseño de Proyectos de Aguas Profundas de PEP; y Líder de Proyecto del Complejo Antonio J. Bermúdez de PEP.	2016
Ing. Eduardo Zavala Nácer.....	Subdirector de Desarrollo Sustentable, Seguridad Industrial, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental Nació en 1964 Experiencia laboral: Subdirector de Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de PEP; Gerente de Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de PEP; y Gerente de Procesos de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de PEP.	2015
Ing. José Guadalupe de la Garza Saldivar.....	Subdirector de Confiabilidad Nació en 1958 Experiencia laboral: Subdirector de Mantenimiento y Logística de PEP; Gerente de Servicios a Proyectos (región Sur) de PEP; y Gerente de Ingeniería de PEP.	2015
Ing. Rodrigo Hernández Gómez.....	Subdirector de Servicios a la Explotación Nació en 1961 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Subdirección de Servicios a Proyectos de PEP; Gerente de Servicios y Proyectos (Regiones marinas) de PEP; y Gerente de Mantenimiento y Logística (Región norte) de PEP.	2015

PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PEP	Año de Nombramiento
Ing. Primo Luis Velasco Paz.....	Subdirector de la Coordinación Operativa y Comercial Nació en 1959 Experiencia laboral: Subdirector de Distribución y Comercialización de PEP; Gerente de Transporte y Distribución de Hidrocarburos (región Norte) de PEP; y Gerente de la Coordinación Técnica Operativa (región Marina Suroeste) de PEP.	2016
Dr. Luis Ramos Martínez.....	Subdirector de Administración del Portafolio Nació en 1957 Experiencia laboral: Subdirector de Planeación y Evaluación de PEP; Gerente de Estrategia y Evaluación de Cartera de PEP; y Gerente de Reservas de Hidrocarburos de PEP.	2015
Ing. Gustavo Hernández García....	Director de Recursos, Reservas y Asociaciones (antes Coordinador Operativo) y miembro del Comité de Dirección Nació en 1958 Experiencia laboral: Director General de PEP; Subdirector de Planeación y Evaluación de PEP; y Subdirector de la región Marina Suroeste de PEP.	2015
Ing. José Alfonso Rodríguez Torres	Subdirector de Auditoría de Reservas de Hidrocarburos Nació en 1965 Experiencia laboral: Gerente de Recursos y Reservas de PEP; Gerente de Reservas de Hidrocarburos de PEP; y Coordinador de Diseño de Explotación del Activo Integral Cantarell de PEP.	2015
Ing. José Manuel Reyes Casarreal	Subdirector de Transferencias de Exploración a Desarrollo y Producción Nació en 1963 Experiencia laboral: Gerente de Programación y Evaluación Operativa de PEP; Gerente de Programación y Evaluación (región Norte) de PEP; y Gerente de Programación y Evaluación de PEP.	2015
Vacante.....	Subdirector de Gestión de Alianzas	-
Ing. José Antonio Escalera Alcocer.	Director de Exploración y miembro del Comité de Dirección Nació en 1958 Experiencia laboral: Subdirector de Exploración de PEP; Administrador del Activo Integral Burgos (región Norte) de PEP; y Administrador del Activo Integral Poza Rica- Altamira (región Norte) de PEP.	2015
Ing. Marco Vázquez García.....	Subdirector de Soluciones Geofísicas Nació en 1951 Experiencia laboral: Gerente de Estudios Geofísicos de PEP; Gerente de Geofísica de PEP; y Gerente del Centro Nacional de Procesado Sismológico de PEP.	2015

PEP— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PEP	Año de Nombramiento
Ing. Guillermo Mora Oropeza.....	Subdirector de Geociencias y Aseguramiento Técnico Nació en 1957 Experiencia laboral: Gerente de Estudios Regionales de PEP; Gerente de Tecnologías de Exploración de PEP; y Coordinador de Proyectos Exploratorios Terrestres, Aguas Someras y Aguas Profundas de PEP.	2015
Ing. Ulises Hernández Romano...	Subdirector de Administración del Portafolio y Acceso a Nuevas Áreas Nació en 1970 Experiencia laboral: Gerente de Geología de Yacimientos de PEP; Administrador del Activo de Exploración Cuencas Terrestres del Sureste de PEP; y Encargado de los Estudios de Aguas Profundas de PEP.	2015
Ing. José Francisco González Pineda.....	Subdirector de Aseguramiento Operativo Nació en 1959 Experiencia laboral: Administrador del Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino de PEP; Coordinador del Proyecto Juliva-Comalcalco de PEP; y Coordinador de Caracterización Inicial y Delimitación de PEP.	2015

Pemex TRI— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en Pemex TRI	Año de Nombramiento
Dr. José Antonio González Anaya.	Presidente del Consejo de Administración de Pemex TRI (consulte la sección de la Emisora).	2016
Ing. Carlos Alberto Treviño Medina.	Miembro del Consejo de Administración de Pemex TRI (consulte la sección de la Emisora).	2016
Mtro. Marco Antonio Cota Valdivia..	Miembro del Consejo de Administración de Pemex TRI y Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía Nació en 1975 Experiencia laboral: Asesor de la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía; Director de Estadística e Información de la CNH; y Director de Proyectos Especiales de la SHCP.	2015
Dr. Miguel Messmacher Linartas.....	Miembro del Consejo de Administración de Pemex TRI (consulte la sección de PEP).	2015
Lic. Juan Pablo Newman Aguilar....	Miembro del Consejo de Administración de Pemex TRI (consulte la sección de la Emisora).	2016
Ing. J. Javier Hinojosa Puebla.....	Miembro del Consejo de Administración de Pemex TRI (consulte la sección de PEP)	2015
Dr. Jorge Itzal Martínez Herrera.....	Miembro del Consejo de Administración de Pemex TRI y Suplente por ausencia del Director General (consulte la sección de PEP)	2016
Ing. Manuel de Jesús Chávez Guerra.....	Suplente por ausencia del Director de Producción Nació en 1964 Experiencia laboral: Subdirector de Confiabilidad de Pemex TRI; Coordinador Ejecutivo de la Dirección General de PPQ; y Encargado de la Coordinación de Confiabilidad de la Dirección General de PGPB.	2016
Ing. Jorge Humberto Freyre Rizo...	Subdirector de Producción de Petrolíferos Nació en 1959 Experiencia laboral: Líder del Equipo de Mantenimiento de PR; Encargado del Despacho de la Gerencia de Mantenimiento de PGPB; Gerente de CPG Área Coatzacoalcos de PGPB.	2015
Ing. José Manuel Alvarado Doria....	Subdirector de Procesos de Gas y Petroquímicos Nació en 1957 Experiencia laboral: Subdirector de Producción de PGPB; Gerente de Evaluación y Mejora de PGPB; y Gerente de Control Operativo, Optimización y Seguridad de PGPB. Cargos en otros consejos: MGC México, S.A. de C.V.	2015
Dr. Leonardo Cornejo Serrano.....	Director de Proyectos Nació en 1969 Experiencia laboral: Subdirector de Proyectos de PR; Coordinador de Modernización y Ampliación de Capacidad de PR; y Gerente de Proyectos de Ampliación de Capacidad de PR.	2015

Ing. Nabora Morales González.....	Subdirectora de Ingeniería y Costos Nació en 1954 Experiencia laboral: Gerente de Proyectos y Construcción de PGPB; Líder de Proyecto de PGPB; y Subgerente de Regulaciones Técnicas de la Emisora.	2015
Ing. Oswaldo Romero Mercado.....	Subdirector de Proyectos Industriales Nació en 1955 Experiencia laboral: Coordinador de Proyectos de Impacto Social y Alta Rentabilidad de PR; Gerente de Proyectos Ambientales de PR; y Gerente de Proyectos de la Emisora.	2015
Ing. Saúl Alonso Hernández Legarreta.....	Subdirector de Programación y Control Nació en 1970 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Subdirección de Planeación de PGPB; Gerente de Evaluación Financiera de PGPB; y Subgerente de Evaluación y Planeación Financiera de PGPB. Cargos en otros consejos: Mex Gas Enterprises, S.L. (Presidente); Mex Gas Supply, S.L. (Presidente); Mex Gas Trading, S.L. (Presidente); Mex Gas Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V. (Presidente); MGC México, S.A. de C.V. (Presidente); Mex Gas Industrial Services, B.V.; Pasco International, Ltd.; y TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.	2015
Lic. Juan Marcelo Parizot Murillo....	Director de Comercialización Nació en 1966 Experiencia laboral: Subdirector de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos de PGPB; Gerente de Operaciones de PGPB; y Gerente de Coordinación Comercial de PR. Cargos en otros Consejos: MGI Enterprises, Ltd., MGI Supply, Ltd.; Mas Gas Trading, Ltd. Mex Gas Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.; PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.; Pasco Terminals, Inc.; MGI Enterprises US, LLC; TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.; Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.; y CH4 Energía, S.A. de C.V.	2015
C.P. Marco Antonio Velasco Monroy.....	Subdirector de Combustibles de Transporte Nació en 1964 Experiencia laboral: Subdirector de Comercialización de PR; Asesor del Director General de la Emisora; y Subsecretario de Tesorería del Gobierno del Estado de México.	2015
Act. René Ramírez Romero.....	Subdirector de Productos y Combustibles Industriales Nació en 1966 Experiencia laboral: Gerente de Logística y Suministro de Gas LP, Petroquímicos Básicos y Azufre de PGPB; Subgerente de Regulación y Análisis de Nuevos Negocios de Gas Natural de PGPB; y Superintendente de Ventas de Gas Natural para los sectores Automotriz y Papelero de PGPB.	2015

	Cargos en otros consejeros: Sierrita Gas Pipeline, LLC; Pasco International, Ltd.; TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.; MGC México, S.A. de C.V.; Mex Gas Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.; Mex Gas Trading, S.L.; Mex Gas Enterprises, S.L.; Mex Gas Supply, S.L.; Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.; y NET Mexico Pipeline Partners, LLC.	
Ing. Robertony Tovilla Ruiz.....	Subdirector de Desarrollo Sustentable, Seguridad Industrial, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental Nació en 1960 Experiencia laboral: Gerente de Auditoría Seguridad Industrial y Protección Ambiental de PGPB; Gerente de Evaluación y Supervisión de la Emisora; y Subgerente de Seguimiento de la Emisora.	2015
Dr. Jorge García de la Cruz.....	Suplente por ausencia del Subdirector de Confiabilidad Nació en 1968 Experiencia laboral: Gerente de Gestión Tecnológica de Pemex TRI; Encargado del Despacho de la Subdirección de Operaciones de PPQ; y Gerente Técnico de PPQ.	2016
Mtro. Ricardo Martínez Teyssier.....	Subdirector de Mercadotecnia Nació en 1971 Experiencia laboral: Gerente de Desarrollo de Negocios y Mercadotecnia de la Emisora; Asesor del Director General de la Emisora; y Asesor del Vicecoordinador General de Asuntos Internacionales del Equipo de Transición del Presidente Electo de México.	2015

PCS— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PCS	Año de Nombramiento
Dr. José Antonio González Anaya.	Presidente del Consejo de Administración de PCS (consulte la sección de la Emisora).	2016
Lic. Rodolfo Figueroa Alonso.....	Miembro del Consejo de Administración de PCS (consulte la sección de la Emisora).	2015
Dr. Jorge Itzal Martínez Herrera.....	Miembro del Consejo de Administración de PCS (consulte la sección de PEP).	2016
Lic. Juan Pablo Newman Aguilar....	Miembro del Consejo de Administración de PCS (consulte la sección de la Emisora).	2016
Dr. José Manuel Carrera Panizzo...	Miembro del Consejo de Administración de PCS (consulte la sección de la Emisora).	2015
Ing. J. Javier Hinojosa Puebla.....	Miembro del Consejo de Administración de PCS (consulte la sección de PEP).	2015
Lic. Tomás Ibarra Guerra.....	Miembro del Consejo de Administración de PCS (consulte la sección de la Emisora).	2015
Ing. Eleazar Gómez Zapata.....	Director General Nació en 1954 Experiencia laboral: Comisionado a la Estrategia de Cogeneración de la Emisora; Subdirector de Coordinación de Mantenimiento de PEP; y Subdirector de Coordinación del Sistema de Transporte por Ductos de la Emisora. Cargos en otros Consejos: Corporación Mexicana en Materiales, S.A. de C.V.	2015

PPS— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PPS	Año de Nombramiento
Dr. José Antonio González Anaya.	Presidente del Consejo de Administración de PPS (consulte la sección de la Emisora).	2016
Vacante	Miembro del Consejo de Administración de PPS y Coordinador de Asesores de la Dirección General de la Emisora).	-----
Ing. Carlos Alberto Treviño Medina.	Miembro del Consejo de Administración de PPS (consulte la sección de la Emisora).	2016
Ing. José Luis Luna Cárdenas.....	Miembro del Consejo de Administración de PPS (consulte la sección de la Emisora)	2015
Ing. J. Javier Hinojosa Puebla.....	Miembro del Consejo de Administración de PPS (consulte la sección de PEP).	2015
Ing. Miguel Ángel Maciel Torres.....	Miembro del Consejo de Administración de PPS (consulte la sección de la Emisora).	2015
Ing. Arturo Alfredo Musalem Solís...	Miembro del Consejo de Administración de PPS (consulte la sección de la Emisora)	2015
Ing. José Refugio Serrano Lozano..	Director General Nació en 1956 Experiencia laboral: Encargado del Despacho de la Unidad de Negocio de Perforación de PEP; Subdirector de Servicios a Proyectos de PEP; y Subdirector de Producción (región Marina Noreste) de PEP.	2015
Ing. Pedro Virgilio Sánchez Soto....	Subdirector de Ingeniería de Pozos y Desarrollo del Negocio Nació en 1960 Experiencia laboral: Gerente de Integración y Coordinación Técnica de PEP; Gerente de Programación y Evaluación (región Marina Suroeste) de PEP; y Administrador del Activo Integral Litoral de Tabasco de PEP.	2015
Ing. José Gilberto Silva García.....	Subdirector de Operaciones en Intervenciones a Pozos Nació en 1959 Experiencia laboral: Gerente de Servicio a Pozos de PEP; Jefe de la Unidad Operativa Marina Noroeste de PEP; Jefe de la Unidad Operativa Cantarell de PEP.	2015

PL— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PL	Año de Nombramiento
Dr. José Antonio González Anaya..	Presidente del Consejo de Administración de PL (consulte la sección de la Emisora)	2016
Ing. Carlos Alberto Treviño Medina.	Miembro del Consejo de Administración de PL (consulte la sección de la Emisora).	2016
Ing. José Luis Luna Cárdenas.....	Miembro del Consejo de Administración de PL (consulte la sección de la Emisora).	2015
Lic. Luis Sergio Guaso Montoya....	Miembro del Consejo de Administración de PL (consulte la sección de la Emisora).	2015
C.P. Isaac García Jiménez.....	Miembro del Consejo de Administración de PL (consulte la sección de la Emisora).	2016
C.P. José Luis Antonio Gómez Góngora.....	Miembro del Consejo de Administración de PL (consulte la sección de la Emisora).	2015
Lic. Armando García Espinosa.....	Miembro del Consejo de Administración de PL (consulte la sección de la Emisora).	2015
Ing. Francisco Javier Fuentes Saldaña.....	Director General Nació en 1964 Experiencia laboral: Subdirector de Almacenamiento y Reparto de PR; Coordinador General del Programa de Mejoramiento del Desempeño Operativo del Sistema Nacional de Refinación de PR; y Gerente de Desarrollo de Negocios y Mercadotecnia de PR.	2015
Ing. Rodolfo Morado González.....	Subdirector de Tratamiento y Logística Primaria Nació en 1963 Experiencia laboral: Gerente de Desarrollo de Campos de PEP; Gerente de Operaciones de PEP; y Gerente de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de PEP.	2015
Ing. Adrián Brígido Moral Pyñeiro...	Subdirector de Almacenamiento y Despacho Nació en 1963 Experiencia laboral: Gerente de Reparto, Medición y Servicios de PR; Encargado del Despacho de la Gerencia de Operación y Mantenimiento de Terminales de PR; y Subgerente de Operación y Mantenimiento de Terminales de PR.	2015

Ing. Luis Sánchez Graciano.....	Subdirector de Transporte Nació en 1966 Experiencia laboral: Subdirector de Ductos de PGPB; Gerente de Sistemas de Medición de PR; y Gerente de Transporte por Ducto de PR. Cargos en otros Consejos: MGI Supply, S.L.; MGI Enterprises, S.L.; MGI Trading, S.L.; y MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	2015
Ing. Arnulfo Treviño Ramos.....	Suplente por ausencia del Subdirector de Operaciones Nació en 1963 Experiencia laboral: Gerente de Logística Regional Centro de PR; Gerente de Almacenamiento y Reparto Norte de PR; y Gerente de Almacenamiento y Reparto Pacífico de PR.	2016
Lic. Roberto Revilla Ostos.....	Subdirector Comercial Nació en 1965 Experiencia laboral: Gerente de Políticas y Desarrollo Comercial de PR; Gerente de Ventas al Mayoreo de PR; y Encargado del Despacho de la Gerencia de Desarrollo de Negocio y Comercialización de PR.	2015

PF— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PF	Año de Nombramiento
Dr. José Antonio González Anaya.....	Presidente del Consejo de Administración de PF (consulte la sección de la Emisora).	2016
C.P. Luis Rodolfo Capitanachi Dagdug.....	Miembro del Consejo de Administración de PF y Gerente de Contabilidad a Empresas Productivas Subsidiarias y Otros Negocios de la Emisora. Nació en 1971 Experiencia profesional: Encargado del Despacho de la Subdirección de Administración y Finanzas de PPQ; Gerente de Recursos Financieros de PPQ, y Asesor del Subdirector de Administración y Finanzas de PPQ.	2015
Lic. Juan Marcelo Parizot Murillo....	Miembro del Consejo de Administración de PF (consulte la sección de Pemex TRI).	2015
Ing. Carlos Alberto Treviño Medina.....	Miembro del Consejo de Administración de PF (consulte la sección de la Emisora).	2016
Dra. Alma Rosa Moreno Razo.....	Miembro del Consejo de Administración de PF (consulte la sección de la Emisora).	2015
Ing. Francisco Javier Fuentes Saldaña.....	Miembro del Consejo de Administración de PF (consulte la sección de PL)	2015
Ing. Jorge Collard de la Rocha.....	Miembro del Consejo de Administración de PF (consulte la sección de la Emisora).	2015
Mtro. Edgar Torres Garrido.....	Director General Nació en 1976 Experiencia laboral: Asesor Ejecutivo de la Emisora; Director de Análisis Económico y Consultoría de Fideicomisos Instituidos en Relación con la Agricultura; y Titular de la Unidad de Administración Integral de Riesgos de Financiera Rural.	2015

PE— Miembros del Consejo de Administración y principales funcionarios

Nombres	Cargo en PE	Año de Nombramiento
Dr. José Antonio González Anaya..	Presidente del Consejo de Administración de PE (consulte la sección de la Emisora)	2016
C.P. Isaac García Jiménez.....	Miembro del Consejo de Administración de PE (consulte la sección de la Emisora).	2016
Lic. Jorge Valadez Montoya.....	Miembro del Consejo de Administración de PE y Gerente de Alianzas y Nuevos Negocios de Recursos Convencionales de la Emisora Nació en 1973 Experiencia laboral: Subdirector de Análisis de Proyectos de PMI; Líder de Proyecto de la Emisora; y Director de Desarrollo de Negocios de Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.	2015
Ing. Jorge Collard de la Rocha.....	Miembro del Consejo de Administración de PE y (consulte la sección de la Emisora).	2015
C.P. José Luis Antonio Gómez Góngora.....	Miembro del Consejo de Administración de PE (consulte la sección de la Emisora).	2015
Mtro. Edgar Torres Garrido.....	Miembro del Consejo de Administración de PE (consulte la sección de PF).	2015
Dr. Jorge Itzal Martínez Herrera.....	Miembro del Consejo de Administración de PE (consulte la sección de Pemex TRI)	2015
Ing. Ignacio Javier Vergara Castillo.	Director General Nació en 1964 Experiencia laboral: Asesor del Director General de la Emisora; Socio de ACCENTURE; y Senior Manager de ACCENTURE. Cargos en otros Consejos: Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.; PMV Minera, S.A. de C.V.; y PMV Servicios Administrativos, S.A. de C.V.	2015

La tabla anterior refleja los consejeros y funcionarios ejecutivos de la Emisora y las Entidades Subsidiarias al 11 de abril de 2016. Posteriormente a esa fecha, el 27 de abril de 2016, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó los siguientes nombramientos:

- J. Javier Hinojosa Puebla como Director General de PEP;
- Miguel Ángel Servín Diago como Director Corporativo de Procura y Abastecimiento de la Emisora;
- José Manuel Lotfe Soto como Subdirector de Procura y Abastecimiento para Servicios de Soporte de la Emisora;
- Miguel Ángel Lugo Valdez como Subdirector de Procura y Abastecimiento para Exploración y Producción de la Emisora;
- Salvador Neftalí Escobedo Sánchez como Subdirector de Gestión de Estrategia y Soporte al Modelo de Negocio de la Emisora;
- Alejandro Dieck Assad como Subdirector de Recursos Humanos de la Emisora; y
- Luis Ignacio Rayón Llerandi como Subdirector de Presupuesto de la Emisora.

El 12 de mayo de 2016 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, una adecuación al acuerdo de creación de PEP que, entre otros puntos, establece que contará con un Director General en lugar de un

Comité de Dirección para llevar a cabo la gestión, operación, funcionamiento y ejecución de los objetivos de PEP, sujetándose a las estrategias, políticas y lineamientos aprobados por el Consejo de Administración de PEP. Dicha adecuación entró en vigor en esa misma fecha.

El 14 de octubre de 2014, el Consejo de Administración de la Emisora determinó la instalación de cuatro comités establecidos en la Ley de Petróleos Mexicanos. Los comités del Consejo de Administración de la Emisora estarán conformados por un mínimo de tres consejeros y un máximo de cinco consejeros, de los cuales al menos dos serán consejeros independientes excepto en el caso del Comité de Auditoría, el cual debe tener tres consejeros independientes. En las reuniones de comités en las que participe algún Secretario de Estado, éste podrá designar a distintos suplentes con nivel mínimo de las dos jerarquías inferiores a la de aquél.

Los Comités podrán autorizar la asistencia de un representante del Director General a sus sesiones, como invitado con voz pero sin voto, cuando lo estimen conveniente para el ejercicio de sus funciones.

Comité de Auditoría

Este Comité se encargará de, entre otras funciones, verificar el cumplimiento de las metas, objetivos, planes, programas y proyectos prioritarios, así como establecer indicadores objetivos y cuantificables para la evaluación del desempeño así como autorizar la contratación del auditor externo en actividades distintas a los servicios de auditoría externa, a fin de evitar conflictos de interés que puedan afectar la independencia de su acción.

El Comité de Auditoría estará integrado por los siguientes miembros:

- Ing. Jorge José Borja Navarrete, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora y Presidente del Comité de Auditoría.
- Mtro. Alberto Tiburcio Celorio, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora; y
- Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora.

El Mtro. Alberto Tiburcio Celorio cuenta con amplia experiencia para calificar como experto financiero en términos de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores. Ver 4) c).— “Administradores y accionistas”.

Podrán asistir a sus sesiones del Comité de Auditoría como invitados, con derecho a voz pero sin voto, un representante del Director General; el Titular del Área de Auditoría Interna, el Director Jurídico, o cualquier otra persona, cuando se considere conveniente y apropiado en razón del tema a discutirse.

Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones

El Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones es presidido será presidido por un consejero independiente y lo integrará al menos el Secretario de Hacienda y Crédito Público teniendo a su cargo, entre otras funciones, proponer al Consejo de Administración el mecanismo de remuneración del Director General y de los funcionarios de los tres niveles jerárquicos inferiores a éste y la política de contratación, de evaluación del desempeño y de remuneraciones del resto del personal de la Emisora, conforme debiendo cumplir con lo dispuesto en la legislación y el contrato colectivo de trabajo vigentes aplicables

El Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones de la Emisora está integrado por los siguientes miembros:

- Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora y Presidente del Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones;
- Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora;
- Dr. Luis Videgaray Caso, consejero propietario del Consejo de Administración de la Emisora;

- Lic. Ildefonso Guajardo Villarreal, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora; e
- Ing. Rafael Pacchiano Alamán, consejero propietario del Consejo de Administración de la Emisora.

Comité de Estrategia e Inversiones

El Comité de Estrategia e Inversiones estará presidido por un consejero independiente y tendrá, entre otras funciones, analizar el plan de negocios y auxiliar al Consejo de Administración de la Emisora en la aprobación de las directrices, prioridades y políticas generales relacionadas con las inversiones de la Emisora.

El Comité de Estrategia e Inversiones de la Emisora está integrado por los siguientes miembros:

- Ing. Jorge José Borja Navarrete, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora y Presidente del Comité de Estrategia e Inversiones;
- Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora;
- Lic. Pedro Joaquín Coldwell, consejero propietario del Consejo de Administración de la Emisora;
- Dr. Luis Videgaray Caso, consejero propietario del Consejo de Administración de la Emisora; y
- Lic. Ildefonso Guajardo Villarreal, consejero propietario del Consejo de Administración de la Emisora.

Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios

Este comité estará presidido por un consejero independiente y tiene, entre otras funciones, revisar los programas anuales de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras y formular las recomendaciones que estime pertinentes al Consejo de Administración de la Emisora.

El Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de la Emisora está integrado por los siguientes miembros:

- Mtro. Alberto Tiburcio Celorio, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora y Presidente del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios;
- Lic. Pedro Joaquín Coldwell, consejero propietario del Consejo de Administración de la Emisora;
- Dr. Luis Videgaray Caso, consejero propietario del Consejo de Administración de la Emisora;
- Ing. Rafael Pacchiano Alamán, consejero propietario del Consejo de Administración de la Emisora; y
- Ing. Jorge José Borja Navarrete, consejero independiente del Consejo de Administración de la Emisora.

Remuneración de consejeros y principales funcionarios

El monto total de las compensaciones pagadas a los principales funcionarios de la Emisora y de las Entidades Subsidiarias (108 personas) durante el ejercicio fiscal terminado el 31 de diciembre de 2015, ascendió aproximadamente a \$242.1 millones. Los miembros del Consejo de Administración de la Emisora y de las Entidades Subsidiarias, con excepción de los consejeros profesionales, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2015 se efectuaron pagos por \$17.9 millones a los consejeros profesionales con motivo del ejercicio de su cargo. Ver 4)b).— *“Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés”*.

Compensaciones y prestaciones

Como prestación a los empleados, se otorgan anticipos al salario 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 Empresas Productivas Subsidiarias, respectivamente. Los anticipos de salarios se le ofrecen a cada empleado que sea elegible en una cantidad que asciende hasta un máximo de cuatro meses de salario y se deducen del salario, sin intereses, en montos iguales durante un periodo de uno a dos años, a elección del empleado. La mayoría de los empleados de PEMEX aprovecha esta prestación. El monto más alto de anticipos de salarios sin liquidar otorgado a los principales funcionarios durante 2015 fue de \$25.7 millones. Al 31 de marzo de 2016, el monto más alto de anticipos de salarios sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$23.2 millones.

De conformidad con el Contrato Colectivo y la Ley Federal del Trabajo, la Emisora y las Entidades Subsidiarias pagan la prima de antigüedad a los empleados jubilados y pensiones a los empleados retirados, así como a los beneficiarios por muerte y pensiones a ciertos sobrevivientes de los empleados jubilados. Los jubilados tienen derecho a recibir aumentos en sus pensiones la cual no podrá ser menor al INPC. También proporciona servicios médicos a los empleados, jubilados y sus beneficiarios, sujeto a las limitaciones presupuestarias generales y de salud, y proporciona un subsidio en la tasa de intereses de los préstamos hipotecarios de los empleados.

El 5 de noviembre de 1997, el Consejo de Administración de la Emisora aprobó la constitución de un fideicomiso para la cobertura del pasivo laboral, al cual se denominó Fondo Laboral PEMEX (FOLAPE). Asimismo, el 18 de diciembre de 1997, la SHCP autorizó la constitución de dicho fideicomiso. El fideicomiso se creó con el propósito de contar con un nuevo instrumento para el fondeo de sus obligaciones laborales, cuyo objeto es respaldar el pago de primas de antigüedad, las pensiones jubilatorias y post-mortem, así como las indemnizaciones por liquidación e invalidez. Las contribuciones a los activos del plan de beneficios al retiro y por terminación de la relación laboral de PEMEX ascendieron a \$38,041 millones en 2014 y a \$49,190 millones en 2015. Al 31 de diciembre de 2014 y 2015, el balance del FOLAPE era de \$2,993 millones y \$5,229 millones, respectivamente.

Código de Ética y Código de Conducta

La Emisora ha establecido determinadas reglas a fin de promover una cultura de comportamiento ético para evitar la corrupción en las operaciones diarias de PEMEX. El 11 de noviembre de 2014 el Consejo de Administración de la Emisora aprobó el Código de Ética para Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, el cual aplica a los miembros del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, a las Entidades Subsidiarias y a todos sus empleados, incluyendo al Director General de la Emisora, al Director Corporativo de Finanzas de la Emisora, al Subdirector de Contabilidad y Fiscal de la Emisora y a todos los otros funcionarios que llevan a cabo actividades similares. El 12 de febrero de 2015, conforme a lo establecido en dicho Código de Ética, se integró el Comité de Ética, el cual es responsable del seguimiento a la implementación y aplicación de este Código de Ética. Ver 2)b)I.— “Estructura Corporativa” - *Comité de Ética*”, para mayor información.

Adicionalmente, el 9 de febrero de 2015, PEMEX emitió el Código de Conducta de Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, el cual deja sin efectos al Código de Conducta emitido en 2013. Este Código de Conducta establece el comportamiento esperado de todos los empleados de PEMEX en la atención diaria a sus obligaciones y está diseñado para promover la transparencia y prevenir abusos.

Entre los principales lineamientos previstos en el Código de Conducta están:

- Los consejeros y el personal debe mostrar lealtad institucional, cumplir con las pautas y directrices establecidas actuando con honestidad en sus relaciones con superiores, pares y dependientes jerárquicos.
- Los consejeros y empleados deben proteger los activos propiedad de PEMEX contra pérdida, daño, abuso y el mal uso de los mismos.
- El uso y la divulgación indebida, de información confidencial y/o privilegiada que los consejeros y empleados tengan bajo resguardo o acceso con motivo de su cargo o funciones, constituye una falta a este Código de Conducta, independientemente de las responsabilidades administrativas, civiles y/o penales en que se incurran por los beneficios indebidos que se obtengan, así como por los daños y perjuicios que se causen a PEMEX.

- Los consejeros o empleados no deben, directa o indirectamente, aceptar regalos, excepto los artículos cuyo valor no supere el límite establecido en la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos.
- Los consejeros o empleados deben asegurarse y hacerse responsables que no existe ningún interés personal o tráfico de influencias que puede hacer difícil una decisión, o actuación eficiente, y objetiva en favor del interés de PEMEX.
- PEMEX, es un lugar de trabajo libre de drogas y alcohol, por lo que se prohíben a empleados y consejeros estar bajo su influencia en los centros de trabajo de PEMEX, y cuando se encuentren en otros lugares llevando a cabo negociaciones en las que se encuentra involucrada la empresa.
- PEMEX, en su carácter de empresa productiva del Estado, tiene un alto compromiso con su responsabilidad ante las comunidades donde opera, por tal motivo sus consejeros y empleados están obligados a hacer cumplir las obligaciones que tiene la empresa ante dichas comunidades.

El 4 de febrero de 2016, la Emisora puso en marcha el Programa de Ética e Integridad Corporativa el cual incorpora los más altos estándares y prácticas internacionales en materia de ética, integridad, estrategias anticorrupción, conducta y valores institucionales. De igual modo, la Emisora instalará una línea de Ayuda Ética y desarrollará instrumentos de evaluación del ambiente en materia de ética e integridad, así como un portal anticorrupción institucional a fin de informar de los compromisos de la Emisora en esta materia como de las políticas y procedimientos para su aplicación con socios y contratistas.

Principales accionistas

La Emisora y las Entidades Subsidiarias no tienen accionistas, ya que la Emisora es una empresa productiva del Estado y las Entidades Subsidiarias son empresas productivas subsidiarias que no tienen capital social ni acciones.

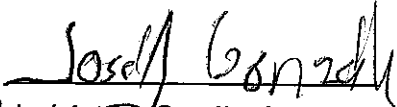
El Gobierno Federal también toma varias decisiones ejecutivas en PEMEX, ya que algunos Secretarios de Estado ocupan cargos en el Consejo de Administración de la Emisora. El titular de la Secretaría de Energía es el Presidente de este Consejo, y el Director General de la Emisora es designado por el Presidente de la República. Sin embargo, conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, los servidores públicos que sean miembros del Consejo de Administración de la Emisora, actuarán con imparcialidad y en beneficio y mayor interés de la Emisora separando en todo momento los intereses de la Secretaría de Estado, dependencia o entidad a la que pertenezcan, por lo que no se entenderá que realizan sus funciones o votan en su representación.

d) Estatutos sociales y otros convenios

La Emisora es una empresa productiva del Estado y los Garantes son empresas productivas subsidiarias y, por lo tanto, no tienen estatutos sociales. La Emisora y las Entidades Subsidiarias están regulados por, entre otros, la Constitución, la Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento y la Ley de Hidrocarburos. Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de la Emisora cuenta con un Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones. *Ver 4)c).— “Administradores y accionistas-Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones”.*

5) PERSONAS RESPONSABLES

Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a la emisora contenida en el presente reporte anual, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.



José Antonio González Anaya
Director General



Juan Pablo Newman Aguilar
Director Corporativo de Finanzas



Jorge Eduardo Kim Villatoro
Director Jurídico

DECLARACIÓN DEL AUDITOR EXTERNO

En estricto cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 33, fracción I, inciso b), numeral 1, subnumeral 1.2 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores, y exclusivamente para efectos de los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias (antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias), al 31 de diciembre de 2015 y 2014 así como cualquier otra información financiera que se incluya en el presente Reporte Anual, cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados dictaminados antes mencionados, se emite la siguiente leyenda:

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias (antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias) al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y por el año terminado en esa fecha, que contiene el presente reporte anual fueron dictaminados con fecha 29 de abril de 2016 de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, manifiesto que he leído el presente reporte anual y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tengo conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este Reporte Anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar una opinión respecto de la otra información contenida en el reporte anual que no provenga de los estados financieros dictaminados a que se hace mención en el primer párrafo de la presente.

Castillo Miranda y Compañía, S.C.



C.P.C. Bernardo Soto Peñafiel
Socio y Apoderado

Ciudad de México, a
16 de mayo de 2016

6) ANEXOS

1. Estados Financieros Consolidados Dictaminados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.
2. Estados Financieros Consolidados Dictaminados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

**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

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 Peñañiel

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>
Activo			
Circulante			
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>
Total del activo circulante		<u>267,200,497</u>	<u>289,327,281</u>
No circulante			
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>
Total del activo no circulante		<u>1,508,453,703</u>	<u>1,839,040,999</u>
Total del activo		<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>
Pasivo			
Circulante			
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>
Total del pasivo circulante		<u>443,407,721</u>	<u>334,159,347</u>
No circulante			
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>
Total del pasivo no circulante		<u>2,663,922,377</u>	<u>2,561,929,787</u>
Total del pasivo		<u>3,107,330,098</u>	<u>2,896,089,134</u>
Patrimonio (déficit), neto	21		
Participación controladora:			
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)
Déficit acumulado:			
De ejercicios anteriores		(552,808,762)	(287,605,549)
Pérdida neta del año		<u>(712,434,997)</u>	<u>(265,203,213)</u>
Total participación controladora		(1,331,929,176)	(768,065,672)
Total participación no controladora		<u>253,278</u>	<u>344,818</u>
Total del patrimonio (déficit), neto		<u>(1,331,675,898)</u>	<u>(767,720,854)</u>
Total del pasivo y patrimonio (déficit), neto		<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 Nota1))

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
Total de ventas		1,166,362,469	1,586,727,874	1,608,204,625
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
(Pérdida) rendimiento bruto		(114,474,036)	721,447,394	768,589,452
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
Beneficio del periodo de beneficios a empleados	17	(103,860,955)	-	-
(Pérdida) de operación		(154,387,081)	615,480,011	727,622,229
Ingreso financiero ¹		14,990,859	3,014,187	8,735,699
Costo financiero ²		(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
(Pérdida) rendimiento antes de derechos e impuestos		(381,067,151)	480,531,775	694,837,635
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	20	377,087,514	760,912,095	857,356,289
Impuestos netos a la utilidad	20-p y q	(45,587,267)	(14,837,331)	7,539,773
Total de derechos e impuestos		331,500,247	746,074,764	864,896,062
Pérdida neta		(712,567,398)	(265,542,989)	(170,058,427)
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
Total de otros resultados integrales		88,612,354	(265,348,125)	254,270,167
Resultado integral total		\$ (623,955,044)	\$ (530,891,114)	\$ 84,211,740
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora		\$ (712,434,997)	\$ (265,203,213)	\$ (169,865,633)
Participación no controladora		(132,401)	(339,776)	(192,794)
Pérdida neta		\$ (712,567,398)	\$ (265,542,989)	\$ (170,058,427)
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)
Total de otros resultados integrales		\$ 88,612,354	\$ (265,348,125)	\$ 254,270,167
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora		\$ (623,863,504)	\$ (530,732,050)	\$ 84,406,311
Participación no controladora		(91,540)	(159,064)	(194,571)
Resultado integral total		\$ (623,955,044)	\$ (530,891,114)	\$ 84,211,740

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

¹ Incluye productos financieros por inversiones y ganancia por tasa de descuento de pasivo por taponamiento de pozos en 2015.
² 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										
	Resultados acumulados integrales						Déficit acumulado				
	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	Participación no controladora	Total patrimonio (déficit), neto
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ 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)
Resultado integral total	-	-	-	(765,412)	11,192,953	(275,956,378)	(265,203,213)	-	(530,732,050)	(159,064)	(530,891,114)
Saldos al 31 de diciembre de 2014	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
Resultado integral total	-	-	-	(3,206,316)	13,229,927	78,547,882	(712,434,997)	-	(623,863,504)	(91,540)	(623,955,044)
Saldos al 31 de diciembre de 2015	\$ 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
Actividades de operación			
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	67,773,593	50,909,624	39,303,943
	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	(53,014,159)	(24,597,648)	(1,635,382)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	102,336,640	134,356,131	190,336,522
Actividades de inversión			
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	-	12,735,337	2,869,883
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(254,831,588)	(222,667,591)	(244,196,356)
Actividades de financiamiento			
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	(62,737,150)	(47,248,478)	(37,133,100)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	134,915,087	117,112,405	10,258,942
(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	117,988,528	80,745,719	119,234,891
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin del año (Nota 6)	\$ 109,368,880	\$ 117,988,528	\$ 80,745,719

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

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. PEP se transformó en la empresa productiva subsidiaria Pemex-Exploración y Producción, 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 fondear 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, implementando entre otras 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, definidas 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, estos 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 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 incurren.

El costo de activos construidos por cuenta propia incluye el costo de materiales y mano de obra directa, intereses por financiamiento, así como cualquier otro costo directo atribuible para la puesta en operación en algunos casos, 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 deprecián 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 y probables, 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 del 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 sean 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 del 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 presentarán 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 del 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 solo 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 1° 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 solo 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 1° 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) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Trading, Ltd. (PMI Trading) ⁽ⁱ⁾
- PEMEX Internacional España, S. A. (PMI SES) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S. L. (HPE) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Services North América, Inc. (PMI SUS) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings North América, Inc. (PMI HNA) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI CIM) ⁽ⁱ⁾⁽ⁱⁱ⁾
- PMI Field Management Resources, S. L. (FMR) ⁽ⁱ⁾
- PMI Campos Maduros SANMA, S. de R. L. de C. V. (SANMA) ⁽ⁱ⁾
- Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. (AGRO) ⁽ⁱ⁾⁽ⁱⁱⁱ⁾
- PMI Azufre Industrial, S. A. de C. V. (PMI AZIND) ⁽ⁱ⁾⁽ⁱⁱⁱ⁾
- PMI Infraestructura de Desarrollo, S. A. de C. V. (PMI ID) ⁽ⁱ⁾⁽ⁱⁱⁱ⁾
- PMI Cinturón Transoceánico Gas Natural, S. A. de C. V. (PMI CT) ^{(i)(iv)}
- PMI Transoceánico Gas LP, S. A. de C. V. (PMI TG) ^{(i)(iv)}
- PMI Servicios Portuarios Transoceánicos, S. A. de C. V. (PMI SP) ^{(i)(iv)}
- PMI Midstream del Centro, S. A. de C. V. (PMI MC) ^{(i)(iv)}
- PEMEX Procurement International, Inc. (PPI)
- Hijos de J. Barreras, S. A. (HJ BARRERAS) ⁽ⁱⁱ⁾
- PEMEX Finance, Ltd. (FIN) ⁽ⁱⁱ⁾
- Mex Gas Internacional, S. L. (MGAS) ^(v)
- Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S. A. de C. V. (III) ^(vi)
- 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)	Comercia- lizadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:													
Clientes 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	392,020	-	-	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	<u>394,128,885</u>	<u>662,080,304</u>	<u>168,143,745</u>	<u>20,646,163</u>	<u>2,793</u>	<u>706,896</u>	<u>10,727,462</u>	<u>1,707,548</u>	<u>4,965,416</u>	<u>749,655,199</u>	<u>5,895,648</u>	<u>(1,182,282,621)</u>	<u>836,377,438</u>
 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	<u>(10,269,913)</u>	<u>(9,878,181)</u>	<u>3,728,715</u>	<u>4,803,916</u>	<u>298</u>	<u>-</u>	<u>310</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>119,818</u>	<u>(17,668,484)</u>	<u>-</u>	<u>(29,163,521)</u>
 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	<u>376,682,705</u>	<u>-</u>	<u>1,839,021</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>197,491</u>	<u>(2,069,848)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>5,134,176</u>	<u>(50,283,298)</u>	<u>-</u>	<u>331,500,247</u>
 (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
Ingresos por ventas:								
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>
Rendimiento bruto	776,943,345	(75,409,474)	5,032,411	(3,406,044)	5,184,720	66,390,706	(53,288,270)	721,447,394
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>
Rendimiento de operación	730,620,762	(99,089,917)	(8,654,758)	(18,935,749)	3,528,112	7,958,523	53,038	615,480,011
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>
(Pérdida) rendimiento neto	(153,377,025)	(113,826,493)	15,583,792	(18,895,124)	4,085,190	(262,396,711)	263,283,382	(265,542,989)
Total de activo circulante	579,201,519	255,407,423	105,121,847	68,242,701	83,345,895	505,949,689	(1,307,941,793)	289,327,281
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
Ingresos:											
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)	-
Consolidados	<u>\$ 690,642,133</u>	<u>\$ 644,424,635</u>	<u>\$ 193,049,810</u>	<u>\$ 36,558,831</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 1,511,970</u>	<u>\$ 10,954,841</u>	<u>\$ 1,704,685</u>	<u>\$ 5,043,295</u>	<u>\$ 761,013,277</u>	<u>\$ 23,403,624</u>
Resultado de operación:											
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	-	-
Consolidados	<u>\$ (93,102,518)</u>	<u>\$ (94,027,657)</u>	<u>\$ 18,247,848</u>	<u>\$ 8,044,218</u>	<u>\$ (51,911)</u>	<u>\$ 796,559</u>	<u>\$ (5,683,003)</u>	<u>\$ (145,004)</u>	<u>\$ (1,760,142)</u>	<u>\$ 10,628,667</u>	<u>\$ 2,651,448</u>
Resultados netos:											
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	-	-
Consolidados	<u>\$ (667,394,014)</u>	<u>\$ (113,147,564)</u>	<u>\$ 18,125,991</u>	<u>\$ 7,812,238</u>	<u>\$ (57,310)</u>	<u>\$ 455,432</u>	<u>\$ (3,685,362)</u>	<u>\$ (145,101)</u>	<u>\$ (1,755,216)</u>	<u>\$ 8,697,174</u>	<u>\$ (711,312,156)</u>
Total activos:											
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)	-	-
Consolidados	<u>\$ 1,698,909,241</u>	<u>\$ 250,664,777</u>	<u>\$ 166,128,881</u>	<u>\$ 150,692,919</u>	<u>\$ 655,239</u>	<u>\$ 24,917,981</u>	<u>\$ 111,307,039</u>	<u>\$ 9,034,375</u>	<u>\$ 23,705,118</u>	<u>\$ 93,266,621</u>	<u>\$ 1,443,189,883</u>

<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>

Al 31 de diciembre de 2013	PEP	REF	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
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	(13,957)	(1,521,679)	136,734	4,930	(174,663)	-
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	118,982	-	-	-	-	-
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	118,982	-	-	-	-	-
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
Ventas netas:			
En el país	\$ 746,235,912	\$ 944,997,979	\$ 910,187,634
De exportación:			
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
	407,214,445	630,291,313	687,677,634
Ingresos por servicios	12,912,112	11,438,582	10,339,357
Total de ingresos	\$ 1,166,362,469	\$ 1,586,727,874	\$ 1,608,204,625

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
Total ventas en el país	\$ 746,235,912	\$ 944,997,979	\$ 910,187,634
<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
Total ventas exportación	\$ 407,214,445	\$ 630,291,313	\$ 687,677,634

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 ⁽ⁱ⁾	\$ 52,509,683	\$ 68,330,390
Inversiones de inmediata realización	56,859,197	49,658,138
	\$ 109,368,880	\$ 117,988,528

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

b. Efectivo restringido

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

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 10).

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
Cientes del país	\$ 29,328,750	\$ 38,168,467
Cientes 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>
Total	<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>
Total	<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 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>
Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas	<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 North 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
INVERSIONES													
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>
DEPRECIACION Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA													
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 deterioro de pozos, ductos, propiedad, planta y equipo 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 incluye \$ 325,200, 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 incluye \$ 392,020, por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por la UGE Cangrejera, el cual se presentan 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 presentan 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", estos 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>
Total		<u>\$ 70,458,905</u>

Por lo que respecta a las inversiones afectadas en las áreas exploratorias no solicitadas, no asignadas y áreas parcialmente asignadas, éstas ascienden a US\$ 10,748,000, 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>
Total		<u>\$ 10,748,000</u>

- 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>
	<u>\$ 9,965,989</u>	<u>\$ 4,063,850</u>

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>
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	<u>\$ 7,959,324</u>	<u>462,577</u>

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:

- Tasa de 7.96% términos nominales (5.71% en términos reales al 31 de diciembre de 2015).
- Tasa de 7.96% términos nominales (3.73% en términos reales al 31 de diciembre de 2014).
- 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)
Saldo al final del año	\$ 14,304,961	\$ 14,970,904

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
	\$ 57,407,660	\$ 7,654,360

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 modificatorio 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, reabierto 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 UDI's 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 UDI's 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 revolving 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 revolving 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 revolving 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 Pagarés 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 reabierta 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 reabierta 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 reabierta 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 UDI's 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 UDI's 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 reabierto 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:

			31 de diciembre de 2015	
	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
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
Total en dólares estadounidenses			<u>947,485,442</u>	<u>US\$ 55,065,553</u>
En euros				
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
Total en euros			<u>143,993,317</u>	<u>7,653,434</u>
En yenes				
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
Total en yenes			<u>14,684,026</u>	<u>¥ 102,757,358</u>
En pesos				
Certificados bursátiles	TIIE 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 TIIE más 0.55% a 1.25%	Varios hasta 2025	38,485,205	
Crédito sindicado	TIIE más 0.95	Varios hasta 2025	43,437,901	
Crédito revolviente	TIIE más 0.55	En 2016	14,400,000	
Total en pesos			<u>282,100,950</u>	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	51,964,883	
Otras monedas				
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			<u>1,493,381,835</u>	
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			<u>18,488,522</u>	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			<u>192,508,668</u>	
Deuda a largo plazo (Nota 15-c)			<u>\$ 1,300,873,167</u>	

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

			31 de diciembre de 2014	
	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.43% a 2.02%	Varios hasta 2045	\$ 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
Total en dólares estadounidenses			703,154,034	US\$ 47,775,107
En euros				
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
Total en euros			94,932,831	€ 5,304,808
En yenes				
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
Total en yenes			13,720,157	¥ 112,414,232
En pesos				
Certificados bursátiles	Certificados de la Tesorería de la Federación (Cetes) más 0.57% TIIE menos 0.07% a 0.7% y tasa fija de 7.19% y 9.91%	Varios hasta 2024	174,226,161	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIE más 0.55% a 2.4%	Varios hasta 2022	24,186,813	
Crédito sindicado	TIIE más 0.95	Varios hasta 2024	29,005,374	
Crédito revolving	TIIE más 0.55	En 2015	23,500,000	
Total en pesos			250,918,348	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 4.2%	Varios hasta 2028	40,932,604	
Otras monedas				
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	
Deuda a largo plazo (Nota 15-c)			\$ 997,384,286	

	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>(2,299,651)</u>	<u>312,297</u>
Saldo al final del año	<u>\$ 1,493,381,835</u>	<u>\$ 1,143,250,503</u>

- (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	US\$ 170,550

(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 nominal 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 nominal 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 experimentaran 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 prevaleciente en los instrumentos financieros de PEMEX, a continuación se presentan los resultados de la cuantificación de riesgos que PEMEX realiza en apego a las prácticas internacionales de administración de riesgos.

Cuantificación de riesgo de tasa de interés

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un 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:

Derivados de tasa y moneda					
Divisa	Curvas Interbancarias			VaR 95% Neto	Curva PEMEX
	1% Financiamiento	1% Derivados	1% Neto		1% Financiamiento
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

Divisa	Acciones	Riesgo Accionario		Riesgo cambiario
		Valor acciones	VaR EQ	1%
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 NIIF13 - "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 nocional y el promedio ponderado de las tasas de interés esperadas (de acuerdo a lo contratado) a la fecha de vencimiento.
- Las tasas variables promedio ponderadas están basadas en las tasas forward implícitas en la curva de rendimiento en la fecha de reporte.
- Para gas natural, el volumen se presenta en millones de British thermal units (MMBtu), y el promedio fijado y precios de ejercicio son presentados en dólares por MMBtu.
- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Reuters y Bloomberg. Respecto a gas natural 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 ⁽¹⁾

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Pasivos								
Deuda vigente								
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%	
Total de deuda a tasa fija	37,150,795	36,666,195	82,984,743	74,135,337	99,585,266	764,481,085	1,095,003,422	1,085,529,491
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
Total de deuda a tasa variable	136,869,351	56,340,855	29,795,235	33,585,815	70,317,994	52,980,641	379,889,891	372,498,334
Deuda total	\$ 174,020,146	\$ 93,007,050	\$ 112,779,978	\$ 107,721,152	\$ 169,903,260	\$ 817,461,726	\$ 1,474,893,313	\$ 1,458,027,825

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 ⁽¹⁾

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Pasivos								
Deuda vigente								
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%	-
Total de deuda a tasa fija	27,340,322	33,108,623	32,380,048	66,056,363	64,128,326	593,020,226	816,033,908	888,678,175
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
Total de deuda a tasa variable	104,854,156	60,983,937	46,338,044	21,015,084	26,728,037	53,625,599	313,544,857	315,816,451
Deuda total	\$ 132,194,479	\$ 94,092,560	\$ 78,718,092	\$ 87,071,447	\$ 90,856,363	\$ 646,645,825	\$ 1,129,578,765	\$ 1,204,494,626

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 ^{(1) (2)}

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable ⁽³⁾
Instrumentos de Cobertura ^{(2) (4)}								
IFD de tasa de interés								
Swaps de tasa de interés (Dólares americanos)								
Variable a fija	\$ 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.
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.
IFD de divisas								
Swaps de moneda								
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)
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 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 ^{(1) (2)}

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Instrumentos de Cobertura ^{(2) (4)}								
IFD de tasa de interés								
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.
IFD de divisas								
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)
Subtotal			<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	
		31 de diciembre	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2015	2014
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
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	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		<u>1,601,106</u>	<u>1,562,556</u>
Total activo		<u>\$ 1,601,106</u>	<u>\$ 1,562,556</u>

		Derivados en el pasivo	
		Valor razonable	
		31 de diciembre	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2015	2014
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
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	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		<u>(27,300,687)</u>	<u>(17,459,740)</u>
Total pasivo		<u>\$ (27,300,687)</u>	<u>\$ (17,459,740)</u>
Total IFD neto		<u>\$ (25,699,581)</u>	<u>\$ (15,897,184)</u>

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 del 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	-	-
Total		\$ (21,449,877)	\$ (9,438,570)
		2013	
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)
Total			\$ 1,310,973

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:

	Jerarquía del valor razonable			Total al 31 de diciembre de
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Activos:				2015
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
Pasivos:				
Instrumentos financieros derivados	-	(27,300,687)	-	(27,300,687)
				2014
Activos:				
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
Pasivos:				
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:

	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos:				
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
Pasivos:				
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>
Pasivo por beneficios definidos al final del periodo reconocido en el estado consolidado de situación financiera	<u>\$ 1,279,385,441</u>	<u>\$ 1,474,088,528</u>

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>
Pasivo por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,258,480,019</u>	<u>\$ 1,455,240,835</u>

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 financieras:

- 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>
Activos del plan de pensiones al final del año	<u>\$ 5,228,909</u>	<u>\$ 2,993,244</u>

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>
Suman los activos del plan de pensiones	<u>\$ 5,228,909</u>	<u>\$ 2,993,244</u>

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>	
Obligaciones por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,263,708,928</u>	<u>\$ 1,458,234,079</u>

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				
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	observables significativos (nivel 3)	Total
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>
Total	\$ <u>5,228,909</u>	\$ <u>—</u>	\$ <u>—</u>	\$ <u>5,228,909</u>

Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2014				
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	Total
Activos del plan:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 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>
Total	\$ <u>2,993,244</u>	\$ <u>—</u>	\$ <u>—</u>	\$ <u>2,993,244</u>

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>
Pasivo por beneficios definidos al final del periodo	<u>\$ 20,905,422</u>	<u>\$ 18,847,693</u>

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>
Saldo al final del año	<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 ⁽¹⁾	<u>(6,416,925)</u>	<u>(65,723)</u>
Saldo al final del año	<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>
Saldo al final del año	<u>\$ 3,521,838</u>	<u>\$ 6,174,754</u>

⁽¹⁾ 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
Actividades de inversión			
Activos financieros disponibles para la venta	\$ (3,206,316)	\$ (765,412)	\$ 4,453,495
Actividades de financiamiento			
Efecto en el patrimonio de beneficios a empleados ⁽ⁱ⁾	78,556,569	(275,962,370)	247,376,029
Costo neto del periodo del pasivo laboral ⁽ⁱ⁾	(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

⁽ⁱ⁾ 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 Km² de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 2,750 pesos por Km² 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 (DOSH). 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)	(23,822,142)	(917,658)
Total de IRP	\$ (18,735,301)	\$ 3,787,543

(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:

	31 de diciembre	
	2014	2013
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>
Gasto por impuestos al rendimiento	<u>\$ (18,735,301)</u>	<u>\$ 3,787,543</u>

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:

	31 de diciembre		
	2015	2014	2013
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>
Total ISR ⁽¹⁾	<u>\$ (45,587,267)</u>	<u>\$ 3,897,970</u>	<u>\$ 3,752,230</u>

⁽¹⁾ 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 ⁽¹⁾	<u>14,894,231</u>	<u>2,043,202</u>
ISR diferido activo	736,257,991	149,590,766
Reserva de valuación ⁽²⁾	<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 ⁽³⁾	(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>
Activo (pasivo) a largo plazo, neto	<u>\$ 52,716,550</u>	<u>\$ (173,324)</u>

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

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

⁽³⁾ 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 ⁽¹⁾	<u>(38,850,953)</u>	<u>(3,949,253)</u>	<u>(624,126)</u>
Gasto por impuesto sobre la renta	<u>\$ (45,587,267)</u>	<u>\$ 3,897,970</u>	<u>\$ 3,752,230</u>

⁽¹⁾ 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	\$ 34,632,301
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 ⁽¹⁾	<u>(5,400,325)</u>
Activo a largo plazo, neto	<u>\$ -</u>

⁽¹⁾ 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"	\$ 10,222,463
Incremento por actualización, hasta diciembre de 2007	<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	114,604,835
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2014	<u>20,000,000</u>
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2014	134,604,835
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2015	<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	<u>1,148,527</u>	<u>1,055,753</u>	<u>999,491</u>
Total de otros ingresos	<u>17,852,235</u>	<u>54,918,007</u>	<u>105,809,517</u>
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	<u>(20,225,501)</u>	<u>(17,365,610)</u>	<u>(15,673,832)</u>
Otros (gastos) ingresos, neto	<u>\$ (2,373,266)</u>	<u>\$ 37,552,397</u>	<u>\$ 90,135,685</u>

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>
Total	<u>\$ 8,920,228</u>

- 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>
Total	<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>
Total	<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:

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
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 ⁽¹⁾	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

Título de deuda	Obligado principal	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
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

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
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

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
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	-	33,213,762	-	-	33,213,762
Total del activo circulante	221,972,786	937,614,993	270,737,880	(1,163,125,162)	267,200,497
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	51,559,054	2,528,699	3,319,906	-	57,407,660
Total del activo	\$ 1,365,229,120	\$ 2,252,583,155	\$ 354,659,798	\$ (2,196,817,873)	\$ 1,775,654,200
Pasivo					
Circulante:					
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	35,189,773	195,646,938	20,062,342	-	250,899,053
Total del pasivo circulante	1,134,708,574	364,035,802	99,436,653	(1,154,773,308)	443,407,721
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	290,528,362	944,461,253	128,059,595	-	1,363,049,210
Total del pasivo	2,697,158,296	2,601,770,165	252,156,894	(2,443,755,257)	3,107,330,098
Patrimonio (déficit), neto	(1,331,929,176)	(349,187,010)	102,502,904	246,937,384	(1,331,675,898)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 1,365,229,120	\$ 2,252,583,155	\$ 354,659,798	\$ (2,196,817,873)	\$ 1,775,654,200

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera 31 de diciembre de 2014

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
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
Total del activo circulante	449,129,628	939,730,789	208,408,657	(1,307,941,793)	289,327,281
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
Total del activo	\$ 1,507,458,177	\$ 2,699,549,337	\$ 284,426,668	\$ (2,363,065,902)	\$ 2,128,368,280
Pasivo					
Circulante:					
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
Total del pasivo circulante	981,195,290	568,985,265	84,668,732	(1,300,689,940)	334,159,347
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
Total del pasivo	2,275,523,850	2,668,639,827	254,417,489	(2,302,492,032)	2,896,089,134
Patrimonio (déficit) neto	(768,065,673)	30,909,510	30,009,179	(60,573,870)	(767,720,854)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 1,507,458,177	\$ 2,699,549,337	\$ 284,426,668	\$ (2,363,065,902)	\$ 2,128,368,280

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>
Total de ingresos	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>
Rendimiento bruto	<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>
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(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>
(Pérdida) rendimiento neto del año	(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>
Resultado integral total del año	<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>
Total de ingresos	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>
Rendimiento bruto	<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>
Rendimiento de operación	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 partici- pación en los resultados de com- pañías asociadas	<u>(263,219,388)</u>	<u>487,365</u>	<u>(452,997)</u>	<u>263,219,388</u>	<u>34,368</u>
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(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>
(Pérdida) rendimiento neto del año	(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>
Resultado integral total del año	<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

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ 22,115	\$ 2,283,326,517	\$ 1,136,284,419	\$ (1,821,767,783)	\$ 1,597,865,268
Ingresos por servicios	55,361,187	6,305,400	5,394,402	(56,721,632)	10,339,357
Total de ingresos	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	1,478,302	1,507,556,220	1,126,452,214	(1,821,480,398)	814,006,338
Rendimiento bruto	53,905,000	755,710,980	15,982,489	(57,009,017)	768,589,452
Otros (gastos) ingresos, neto	(1,629,063)	97,687,870	(5,631,905)	(291,217)	90,135,685
Gastos de distribución transportación y venta	-	31,612,865	1,276,529	(440,958)	32,448,436
Gastos de administración	52,176,527	87,089,702	16,332,061	(56,943,818)	98,654,472
	52,176,527	118,702,567	17,608,590	(57,384,776)	131,102,908
Rendimiento de operación	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 parti- cipación en los resultados de compañías asociadas	(173,928,884)	1,141,059	(434,349)	173,928,884	706,710
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(167,390,014)	697,315,463	(8,976,299)	173,888,485	694,837,635
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	2,475,621	858,504,381	3,916,060	-	864,896,062
(Pérdida) rendimiento neto del año	(169,865,635)	(161,188,918)	(12,892,359)	173,888,485	(170,058,427)
Total de otros resultados integrales del año	25,443,543	194,725,595	34,101,029	-	254,270,167
Resultado integral total del año	\$ (144,422,092)	\$ 33,536,677	\$ 21,208,670	\$ 173,888,485	\$ 84,211,740

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo 31 de diciembre de 2015

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (712,177,124)	\$ (765,702,826)	\$ 15,738,868	\$ 749,573,684	\$ (712,567,398)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
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	<u>(310,384,820)</u>	<u>30,044,041</u>	<u>31,975,215</u>	<u>248,365,564</u>	<u>-</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	<u>(133,128,232)</u>	<u>(31,188,912)</u>	<u>18,678,494</u>	<u>247,975,290</u>	<u>102,336,640</u>
Actividades de inversión:					
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)	-	-	(5,698,511)
Gastos de exploración	-	(130,323)	4,547,461	-	4,417,138
Dividendos recibidos	-	-	-	-	-
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	<u>(39,108,879)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>39,108,879</u>	<u>-</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	<u>(40,605,156)</u>	<u>(245,144,341)</u>	<u>(8,190,970)</u>	<u>39,108,879</u>	<u>(254,831,588)</u>
Actividades de financiamiento:					
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	10,000,000	(1,915,922)	1,844,394	71,528	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	<u>(3,626,448)</u>	<u>289,859,193</u>	<u>922,972</u>	<u>(287,155,717)</u>	<u>-</u>
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	<u>148,005,974</u>	<u>276,418,151</u>	<u>(2,424,869)</u>	<u>(287,084,169)</u>	<u>134,915,087</u>
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
	<u>73,002,640</u>	<u>5,407,420</u>	<u>39,578,468</u>	<u>-</u>	<u>117,988,528</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	<u>\$ 58,461,014</u>	<u>\$ 6,630,674</u>	<u>\$ 44,277,192</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 109,368,880</u>

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo 31 de diciembre de 2014

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(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	14,951,048	(19,048,441)	14,075,687	-	9,978,294
Inventarios	20,413	(5,046,019)	12,001,450	-	6,975,844
Otros activos	(227,438)	(17,819,505)	(937,934)	-	(18,984,877)
Beneficios a empleados	17,913,078	52,988,257	8,068,673	-	78,970,008
Cargos y deducciones intercompañía	(274,747,392)	37,103,048	(13,393,984)	251,038,328	-
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	(122,506,824)	(11,402,643)	17,503,050	250,762,548	134,356,131
Actividades de inversión:					
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)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	5,368,499	(217,125,438)	(2,967,722)	(7,942,930)	(222,667,591)
Actividades de financiamiento:					
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)	-
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	135,417,355	227,714,542	(3,199,874)	(242,819,618)	117,112,405
Efectos por cambios en el valor del efectivo	18,279,030	(813,539)	11,335,454	-	28,800,945
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	4,592,205	889,057	2,960,602	-	8,441,864
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	50,131,405	5,331,902	25,282,412	-	80,745,719
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	\$ 73,002,640	\$ 5,407,420	\$ 39,578,468	\$ -	\$ 117,988,528

Información financiera complementaria consolidada condensada

**Estado de flujo de efectivo
31 de diciembre de 2013**

	<u>Petróleos Mexicanos</u>	<u>Garantes subsidiarios</u>	<u>Subsidiarias no-garantes</u>	<u>Eliminaciones</u>	<u>Consolidado</u>
Actividades de operación:					
(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)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	(15,901,485)	285,161,671	30,675,111	(109,598,775)	190,336,522
Actividades de inversión					
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	-	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(71,255,338)	(347,344,868)	(8,564,964)	182,968,814	(244,196,356)
Actividades de financiamiento					
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)
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	36,359,273	60,319,332	(13,049,624)	(73,370,039)	10,258,942
(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
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	\$ 50,131,405	\$ 5,331,901	\$ 25,282,413	\$ -	\$ 80,745,719

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>
Costo neto capitalizado	\$ 966,986,487	\$ 1,371,037,505	\$ 1,344,072,261

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>
Total de costos incurridos	\$ 205,598,593	\$ 227,817,383

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	\$ (442,484,491)	\$ 15,033,520	\$ 76,690,389

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) ⁽¹⁾	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

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

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.

	Crudo y condensados ⁽²⁾ (MMb)	Gas seco ⁽³⁾ (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>
Total de reservas probadas	<u>7,977</u>	<u>8,610</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) ⁽¹⁾

	2015	2014 (MMMpc)	2013
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	10,292	11,079	11,424
Revisiones ⁽²⁾	(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>7,977</u>	<u>10,292</u>	<u>11,079</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 ⁽¹⁾	(955)	4	1,010
Delimitaciones y descubrimientos	47	93	89
Producción ⁽²⁾	<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 ⁽¹⁾			
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>
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	<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>
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	<u>US\$ (29,119)</u>	<u>US\$ (36,296)</u>	<u>US\$ (16,567)</u>

	<u>2015</u>	<u>2014</u> (en millones de dólares)	<u>2013</u>
Medición estandarizada:			
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>
Variación	<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.

**PETRÓLEOS MEXICANOS,
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y
COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE
DICIEMBRE DE 2014, 2013 Y 2012 E INFORME
DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

**Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012
e informe de los auditores independientes**

Índice

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de los auditores independientes	1 y 2
Estados financieros consolidados:	
Estados de situación financiera	3 y 4
Estados del resultado integral	5
Estados de variaciones en el patrimonio (déficit)	6
Estados de flujos de efectivo	7
Notas a los estados financieros	8 a 112



Tel.: +52 (55) 8503 4200
Fax: +52 (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, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias ("PEMEX"), que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y los estados consolidados de resultados integrales, 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. Hemos llevado a cabo nuestras auditorías de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas exigen que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de desviación material.

La auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados debido a fraude o error. Al efectuar dichas evaluaciones del riesgo, el auditor considera el control interno relevante para la preparación y presentación razonable por parte de la Compañía de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía. La auditoría también incluye la evaluación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la administración y de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que la evidencia que hemos obtenido en 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, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2014 y 2013, así como los resultados integrales 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:

Como se menciona en la Nota 1 a los estados financieros, el 20 de diciembre de 2013 se publicó el Decreto de la Reforma Energética, el cual establece, entre otros aspectos, que la Nación llevará a cabo las actividades estratégicas de exploración y extracción del petróleo e hidrocarburos y que el Gobierno Federal mantendrá siempre la propiedad y el control sobre las empresas productivas del Estado que se constituyan. El 11 de agosto de 2014 se publicó la legislación secundaria de dicho Decreto, el cual incluye, entre otras disposiciones, la Ley de Petróleos Mexicanos, que establece que Petróleos Mexicanos se transformará de un organismo público descentralizado en una empresa productiva del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. El 18 de noviembre de 2014, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la propuesta de reorganización corporativa, acordando la primera etapa de la transformación y creación de las empresas productivas subsidiarias descritas en la Nota 1, sin que esto modifique la entidad consolidada de Petróleos Mexicanos. A la fecha de estos estados financieros no se ha concluido el proceso de transformación y creación de dichas empresas.

Como se indica en los incisos e) y f) de la Nota 10 a los estados financieros, y como consecuencia del Decreto de la Reforma Energética, PEMEX deberá transferir ciertos activos de exploración y producción, así como de transportación de gas natural, con un valor en libros de \$ 105.3 mil millones de pesos al 31 de diciembre de 2014, activos que le deberán ser resarcidos a valor justo en los términos que disponga la Secretaría de Energía. A la fecha de estos estados financieros, no se ha transferido activo alguno y consecuentemente ningún ajuste se ha reconocido por estos conceptos.

CASTILLO MIRANDA Y COMPAÑÍA, S. C.


C.P.C. Bernardo Soto Peña

México, D. F., a
28 de abril de 2015

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera
31 de diciembre de 2014 y 2013
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Activo			
Circulante			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5	\$ 117,988,528	\$ 80,745,719
Cuentas por cobrar y otros	6	114,422,967	122,512,011
Inventarios	7	49,938,656	56,914,500
Activos financieros disponibles para la venta	8	5,414,574	17,728,571
Instrumentos financieros derivados	13	<u>1,562,556</u>	<u>6,741,640</u>
Total del activo circulante		<u>289,327,281</u>	<u>284,642,441</u>
No circulante			
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	9	22,014,760	16,779,501
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	10	1,783,374,138	1,721,578,741
Impuestos diferidos	17	4,142,618	2,493,162
Efectivo restringido	5	6,884,219	7,701,798
Otros activos	11	<u>22,625,264</u>	<u>14,194,710</u>
Total del activo no circulante		<u>1,839,040,999</u>	<u>1,762,747,912</u>
Total del activo		<u>\$ 2,128,368,280</u>	<u>\$ 2,047,390,353</u>
Pasivo			
Circulante			
Porción circulante de la deuda a largo plazo	12	\$ 145,866,217	\$ 90,676,943
Proveedores		116,178,295	106,745,193
Cuentas y gastos acumulados por pagar		12,235,005	14,194,719
Instrumentos financieros derivados	13	17,459,740	6,284,482
Impuestos y derechos por pagar	17	<u>42,420,090</u>	<u>41,289,495</u>
Total del pasivo circulante		<u>334,159,347</u>	<u>259,190,832</u>
No circulante			
Deuda a largo plazo	12	997,384,286	750,563,471
Beneficios a los empleados	14	1,474,088,528	1,119,207,870
Provisión para créditos diversos	15	78,422,943	69,209,398
Otros pasivos		7,718,088	7,405,724
Impuestos diferidos	17	<u>4,315,942</u>	<u>27,059,698</u>
Total del pasivo no circulante		<u>2,561,929,787</u>	<u>1,973,446,161</u>
Total del pasivo		<u>\$ 2,896,089,134</u>	<u>\$ 2,232,636,993</u>

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera (continuación)

31 de diciembre de 2014 y 2013

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	<u>Nota</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
De la hoja anterior		\$ 2,896,089,134	\$ 2,232,636,993
Patrimonio (déficit)	18		
Participación controladora:			
Certificados de aportación "A"		134,604,835	114,604,835
Aportaciones del Gobierno Federal a			
Petróleos Mexicanos		43,730,591	115,313,691
Reserva legal		1,002,130	1,002,130
Resultados acumulados integrales		(394,594,466)	(129,065,629)
Déficit acumulado:			
Déficit de ejercicios anteriores		(287,605,549)	(117,739,916)
Pérdida neta del año		<u>(265,203,213)</u>	<u>(169,865,633)</u>
Total participación controladora		(768,065,672)	(185,750,522)
Total participación no controladora		<u>344,818</u>	<u>503,882</u>
Total del patrimonio (déficit)		<u>(767,720,854)</u>	<u>(185,246,640)</u>
Total del pasivo y patrimonio (déficit)		<u>\$ 2,128,368,280</u>	<u>\$ 2,047,390,353</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados del resultado integral
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Notas	2014	2013	2012
Ventas netas:				
En el país		\$ 944,997,979	\$ 910,187,634	\$ 867,036,701
De exportación		630,291,313	687,677,634	772,699,053
Ingresos por servicios		<u>11,438,582</u>	<u>10,339,357</u>	<u>7,176,286</u>
Total de ventas		1,586,727,874	1,608,204,625	1,646,912,040
Costo de lo vendido	3-g	<u>865,280,480</u>	<u>839,615,173</u>	<u>832,490,574</u>
Rendimiento bruto		721,447,394	768,589,452	814,421,466
Otros ingresos, neto	19	37,552,397	90,135,685	209,018,963
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta		32,182,666	32,448,436	28,488,283
Gastos de administración		<u>111,337,114</u>	<u>98,654,472</u>	<u>89,612,849</u>
Rendimiento de operación		615,480,011	727,622,229	905,339,297
Ingreso financiero		3,014,187	8,735,699	2,531,791
Costo financiero		51,559,060	39,586,484	46,010,543
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	13	(9,438,570)	1,310,973	(6,257,648)
(Pérdida) rendimiento en cambios	13	<u>(76,999,161)</u>	<u>(3,951,492)</u>	<u>44,845,661</u>
		(134,982,604)	(33,491,304)	(4,890,739)
Rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas	9	<u>34,368</u>	<u>706,710</u>	<u>4,797,607</u>
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos		480,531,775	694,837,635	905,246,165
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	17	760,912,095	857,356,289	898,397,659
Impuestos a la utilidad	17-l y m	<u>(14,837,331)</u>	<u>7,539,773</u>	<u>4,248,028</u>
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos		746,074,764	864,896,062	902,645,687
(Pérdida) rendimiento neto del año		(265,542,989)	(170,058,427)	2,600,478
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	8	(765,412)	4,453,495	(10,125,874)
Efecto por conversión	16	11,379,657	2,440,643	(1,838,242)
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empleados		<u>(275,962,370)</u>	<u>247,376,029</u>	<u>(364,878,859)</u>
Total de otros resultados integrales del año		(265,348,125)	254,270,167	(376,842,975)
Resultado integral total del año		\$ (530,891,114)	\$ 84,211,740	\$ (374,242,497)
(Pérdida) rendimiento neta atribuible a:				
Participación controladora		\$ (265,203,213)	\$ (169,865,633)	\$ 2,833,032
Participación no controladora		<u>(339,776)</u>	<u>(192,794)</u>	<u>(232,554)</u>
(Pérdida) rendimiento neto del año		\$ (265,542,989)	\$ (170,058,427)	\$ 2,600,478
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora		\$ (265,528,837)	\$ 254,271,944	\$ (376,775,350)
Participación no controladora		<u>180,712</u>	<u>(1,777)</u>	<u>(67,625)</u>
Total de otros resultados integrales del año		\$ (265,348,125)	\$ 254,270,167	\$ (376,842,975)
Resultado integral total del año atribuible a:				
Participación controladora		\$ (530,732,050)	\$ 84,406,311	\$ (373,942,318)
Participación no controladora		<u>(159,064)</u>	<u>(194,571)</u>	<u>(300,179)</u>
Total del resultado integral total del año		\$ (530,891,114)	\$ 84,211,740	\$ (374,242,497)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de variaciones en el patrimonio (déficit)
31 de diciembre de 2014 y 2013
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Participación controladora										
	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos	Reserva legal	Resultados acumulados integrales			Déficit acumulado		Participación no controladora	Total patrimonio	
				Activos financieros disponibles para la venta	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	Del ejercicio	De ejercicios anteriores			Total
Saldos al 31 de diciembre de 2012	\$ 49,604,835	\$ 178,730,591	\$ 977,760	\$ (6,253,714)	\$ 2,685,060	\$ (379,768,919)	\$ 2,833,032	\$ (120,572,948)	\$ (271,764,303)	\$ 698,453	\$ (271,065,850)
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	-	-	-	-	(2,833,032)	2,833,032	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A" (Nota 18-a)	65,000,000	-	-	-	-	-	-	-	65,000,000	-	65,000,000
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	(65,000,000)	-	-	-	-	-	-	(65,000,000)	-	(65,000,000)
Contribuciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	3,583,100	-	-	-	-	-	-	3,583,100	-	3,583,100
Disminución del Gobierno Federal suscritas no exhibidas (Nota 18-b)	-	(2,000,000)	-	-	-	-	-	-	(2,000,000)	-	(2,000,000)
Incremento en la reserva legal (Nota 18-c)	-	-	24,370	-	-	-	-	-	24,370	-	24,370
Resultado integral	-	-	-	4,453,495	2,442,420	247,376,029	(169,865,633)	-	84,406,311	(194,571)	84,211,740
Saldos al 31 de diciembre de 2013 (Nota 18)	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 rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	-	-	-	-	169,865,633	(169,865,633)	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A" (Nota 18-a)	20,000,000	-	-	-	-	-	-	-	20,000,000	-	20,000,000
Incremento a las aportaciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	2,000,000	-	-	-	-	-	-	2,000,000	-	2,000,000
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	(73,583,100)	-	-	-	-	-	-	(73,583,100)	-	(73,583,100)
Resultado integral	-	-	-	(765,412)	11,192,953	(275,956,378)	(265,203,213)	-	(530,732,050)	(159,064)	(530,891,114)
Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Nota18)	\$ 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)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

**Estados consolidados de flujos de efectivo
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012
(Cifras expresadas en miles de pesos)**

	2014	2013	2012
Actividades de operación			
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (265,542,989)	\$ (170,058,427)	\$ 2,600,478
Depreciación y amortización	143,074,787	148,491,704	140,537,720
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	22,645,696	25,608,835	-
Pozos no exitosos	12,148,028	12,497,726	13,842,410
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	6,370,937	14,699,620	733,521
Efectos de compañías asociadas	(34,368)	(706,710)	(4,797,607)
Dividendos	(736,302)	(914,116)	(685,704)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	9,169,327	(5,240,305)	3,552,924
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	312,296	(1,890,710)	1,560,478
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	78,884,717	3,308,299	(40,561,801)
Intereses a cargo	<u>50,909,624</u>	<u>39,303,943</u>	<u>45,738,584</u>
	57,416,872	64,053,017	162,521,003
Instrumentos financieros derivados	16,354,342	1,840,184	1,919,393
Cuentas por cobrar a clientes	9,261,025	5,401,035	22,597,978
Inventarios	6,975,844	(66,930)	(11,829,418)
Otros activos	(18,984,877)	(12,905,916)	(7,678,603)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(1,959,714)	4,879,180	1,362,781
Impuestos pagados	1,130,595	(2,691,348)	(21,789,616)
Proveedores	9,433,102	45,231,742	8,200,280
Provisión para créditos diversos	356,582	8,187,800	(2,696,770)
Beneficios a empleados	78,970,008	78,043,140	61,583,267
Impuestos diferidos	<u>(24,597,648)</u>	<u>(1,635,382)</u>	<u>(859,954)</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	<u>134,356,131</u>	<u>190,336,522</u>	<u>213,330,341</u>
Actividades de inversión			
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(230,678,870)	(245,627,554)	(197,508,998)
Gastos de exploración	(1,593,706)	(1,438,685)	(1,828,043)
Dividendos recibidos	336,095	-	-
Inversión en acciones	(3,466,447)	-	-
Activos financieros disponibles para la venta	<u>12,735,337</u>	<u>2,869,883</u>	<u>-</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	<u>(222,667,591)</u>	<u>(244,196,356)</u>	<u>(199,337,041)</u>
Actividades de financiamiento			
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	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	423,399,475	236,955,033	377,896,149
Pagos de principal de préstamos	(207,455,492)	(191,146,091)	(341,863,963)
Intereses pagados	<u>(47,248,478)</u>	<u>(37,133,100)</u>	<u>(46,589,066)</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	<u>117,112,405</u>	<u>10,258,942</u>	<u>(10,556,880)</u>
Incremento (decremento) de efectivo y equivalentes de efectivo	28,800,945	(43,600,892)	3,436,420
Efectos por cambios en el valor del efectivo	8,441,864	5,111,720	821,924
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año	<u>80,745,719</u>	<u>119,234,891</u>	<u>114,976,547</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin del año (Nota 5)	<u>\$ 117,988,528</u>	<u>\$ 80,745,719</u>	<u>\$ 119,234,891</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Notas a los estados financieros consolidados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012
(Cifras expresadas en miles de pesos)

1. Historia, naturaleza, marco regulatorio y actividades de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias ("PEMEX")

Petróleos Mexicanos 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 transferencia de determinados bienes de Pemex-Gas y Petroquímica Básica relacionados con el sistema nacional de ductos al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), a un nuevo organismo público descentralizado.

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, 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, salvo el relativo a 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 crudo y demás hidrocarburos en México, 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.

Hasta antes de la entrada en vigor de la legislación secundaria derivada del Decreto de la Reforma Energética, las actividades de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios 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.

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, nacional o internacional.

Las empresas productivas subsidiarias serán empresas productivas del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, sujetas a la conducción, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos.

Conforme lo establecido en el Transitorio Octavo, apartado A, fracción VIII, de la Ley de Petróleos Mexicanos, entran en vigor los acuerdos de creación de las empresas productivas subsidiarias, los Organismos Subsidiarios existentes continuarán su operación y funcionamiento conforme al Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, en lo que no se oponga a lo dispuesto en la Ley de Petróleos Mexicanos. Dicho Decreto quedará sin efectos en la fecha en que entren en vigor los acuerdos de creación.

Los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos, cuyo patrimonio fue 100% aportado por Petróleos Mexicanos, son organismos descentralizados con fines productivos, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios. Dichos Organismos son controlados por el Gobierno Federal, consolidan y tienen el carácter de subsidiarios de Petróleos Mexicanos. Los Organismos Subsidiarios y su objeto se mencionan a continuación:

- i. Pemex-Exploración y Producción ("PEP") tiene por objeto la exploración y explotación del petróleo y el gas natural, así como su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.
- ii. Pemex-Refinación ("PR") tiene por objeto los procesos industriales de la refinación; la elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados.
- iii. Pemex-Gas y Petroquímica Básica ("PGPB") tiene por objeto el procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; y el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.
- iv. Pemex-Petroquímica ("PPQ") tiene por objeto los procesos industriales petroquímicos, así como su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

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 presentada por el Director General de Petróleos Mexicanos.

De conformidad con dicha propuesta, los Organismos Subsidiarios existentes se transformarán en dos empresas productivas subsidiarias, que asumirán los derechos y obligaciones de los Organismos Subsidiarios existentes. PEP se transformará en la empresa productiva subsidiaria de Pemex Exploración y Producción, y PR, PGPB y PPQ en la empresa productiva subsidiaria de Pemex Transformación Industrial.

Asimismo, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la creación de las siguientes 5 empresas productivas subsidiarias:

- Pemex Perforación y Servicios.- Aprovechará las ventajas competitivas para la prestación de servicios en esa materia.
- Pemex Logística.- Dará servicio de transporte terrestre, marítimo y por ducto, incluyendo a otras empresas.
- Pemex Cogeneración y Servicios.- Maximizará el uso de la energía a través del aprovechamiento del calor y vapor generado por los procesos industriales.
- Pemex Fertilizantes.- Esta línea de negocios integrará la cadena productiva del amoníaco hasta la venta de fertilizantes.
- Pemex Etileno.- Se separará la línea de negocio del etileno a fin de aprovechar la integración de la cadena de etano hasta la venta de polímeros.

Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, las 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, mismos que fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2015. Dicho Estatuto Orgánico entrará en vigor al día siguiente de dicha publicación, excepto por algunas disposiciones y los acuerdos de creación entrarán en vigor una vez que se hayan realizado las gestiones administrativas necesarias para dar inicio a las operaciones de la empresa productiva subsidiaria de que se trate y el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emita la declaratoria respectiva y la misma se publique en el Diario Oficial de la Federación. Esta declaratoria debe emitirse en un plazo no mayor a 180 días naturales, contados a partir del día siguiente de la publicación en el Diario Oficial de la Federación del acuerdo de creación respectivo.

A la fecha de estos estados financieros consolidados, ninguna de las empresas productivas subsidiarias ha sido creada.

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 los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias es que los Organismos Subsidiarios son organismos descentralizados del Gobierno Federal, mientras que las Compañías Subsidiarias son entidades 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 por PEMEX (ver Nota 3 a).

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

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

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

2. Bases de preparación

a. Declaración de cumplimiento

PEMEX preparó estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Con fecha 28 de abril de 2015, fueron autorizados para su emisión los estados financieros consolidados y sus notas, por los siguientes funcionarios: Mtro. Mario A. Beauregard Álvarez, 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 próxima asamblea del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos del próximo 29 de abril de 2015, 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 de Mercado de Valores y el artículo 33 fracción I inciso a) numeral 3 y en el artículo 78 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores.

b. Bases de medición

Estos estados financieros consolidados fueron preparados sobre la base de costo histórico, salvo por aquellos rubros mencionados en estas notas a los estados financieros consolidados en los que se especifique que fueron medidos a valor razonable, costo amortizado o valor presente. Los principales rubros medidos a valor razonable son los instrumentos financieros derivados (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.

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 regulada por el Gobierno Federal, de modo que la mayoría de sus ingresos (principalmente gasolinas, gas y diésel) y gastos se encuentran regulados en la Ley de Ingresos de la Federación y el Presupuesto de Egresos de la Federación, los cuales son autorizados por la Cámara de Diputados y publicados en el Diario Oficial de la Federación, igualmente en pesos.
- iii. La provisión por beneficios a los empleados representa aproximadamente el 51% en 2014 y 50% en 2013 de los pasivos totales, esta provisión es calculada, denominada y liquidable en pesos.
- iv. Los flujos de efectivo para liquidar los gastos generales, los impuestos y derechos, son realizados en pesos.

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

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

Conversión de estados financieros de operaciones extranjeras

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

d. Definición de términos

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

3. Resumen de políticas de contabilidad significativas

La preparación de los estados financieros consolidados de acuerdo con NIIF, requiere que la administración de PEMEX efectúe estimaciones y suposiciones que afectan los importes registrados de activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados, así como los importes registrados de ingresos, costos y gastos durante el ejercicio.

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

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

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

Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones y suposiciones.

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

a. Bases de consolidación

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

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

Inversión en subsidiarias

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

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

Al 31 de diciembre de 2014, los Organismos Subsidiarios que se consolidaron fueron PEP, PR, PGPB y PPQ.

Las Compañías Subsidiarias, que se consolidan son:

- P.M.I. Marine, Ltd. (PMI Mar) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Trading, Ltd. (PMI Trading) ⁽ⁱ⁾
- PEMEX Internacional España, S. A. (PMI SES) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. (HPE) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Services North América, Inc. (PMI SUS) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings North América, Inc. (PMI HNA) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI CIM) ^{(i) (vi)}
- PMI Field Management Resources, S.L. (FMR) ^{(i) (iv)}
- PMI Campos Maduros SANMA, S. de R. L. de C. V. (SANMA) ^{(i) (iv)}
- Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. (AGRO) ^{(i) (v)}
- PMI Azufre Industrial, S. A. de C. V. (PMI AZIND) ^{(i) (v)}
- PMI Infraestructura de Desarrollo, S. A. de C. V. (PMI ID) ^{(i) (v)}
- PEMEX Procurement International, Inc. (PPI) (antes ITS) ⁽ⁱⁱ⁾
- PEMEX Services Europe, Ltd. (PMI SUK) ⁽ⁱⁱⁱ⁾
- PPQ Cadena Productiva, S.L. (PPQCP) ^(iv)
- III Servicios, S. A. de C. V. (III Servicios) ^(iv)
- Hijos de J. Barreras, S. A. (HJ BARRERAS) ^{(iv) (vi)}
- Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V. (III) ^(iv)
- PEMEX Finance, Ltd. (FIN) ^(vi)
- Kot Insurance Company, AG. (KOT)
- Mex Gas Internacional, S.L. (MGAS) ^(vii)

i. Grupo PMI.

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

iii. A partir de diciembre de 2013, PMI SUK se desincorporó de la consolidación debido a su liquidación.

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

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

vi. Compañía con participación no controladora.

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

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

Inversiones 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 otra entidad.

Los convenios conjuntos son aquellos acuerdos mediante los cuales dos o más partes mantienen control conjunto de un acuerdo, éstos pueden conforme a su naturaleza representar ya sea 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.

Participación no controladora

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

Distribución de dividendos en efectivo y en activos distintos al efectivo

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

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

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

b. Transacciones en moneda extranjera

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

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

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 período sobre el que se informa.

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

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

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

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

d. Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se clasifican en: i) instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados, ii) instrumentos financieros mantenidos al vencimiento, iii) activos financieros disponibles para la venta, iv) inversiones en instrumentos de patrimonio, v) préstamos obtenidos y conservados a vencimiento y vi) 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 detallan 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 el estado consolidado de resultados integrales.

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 obtenidos y conservados a vencimiento

En el caso de préstamos y deudas que devengan intereses, después del reconocimiento inicial se miden a su costo amortizado usando el método de 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 de resultados 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 período; en el caso de los derivados formalmente designados y que califican como IFD con fines de cobertura, éstos son contabilizados siguiendo el modelo de contabilización de cobertura de valor razonable o de flujo de efectivo.

Derivados implícitos

PEMEX evalúa la potencial existencia de derivados implícitos, incluidos en las cláusulas de los contratos o en combinación con distintos contratos anfitriones, pudiendo ser éstos, ya sea instrumentos financieros del tipo estructurados (instrumentos de deuda o capital que conllevan derivados 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 valuados a costo amortizado

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

e. Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen depósitos en cuentas bancarias, monedas extranjeras y otros similares de inmediata realización, así como depósitos a corto plazo con vencimientos no mayores a tres meses, desde la fecha de adquisición y que están sujetos a un riesgo insignificante de cambios en el valor razonable, que se utilizan en la gestión de los compromisos a corto plazo de PEMEX.

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

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

f. Cuentas por cobrar y otros

Las cuentas por cobrar y otros, se presentan a su valor de recuperación. Adicionalmente, los ingresos por intereses de las cuentas por cobrar se reconocen conforme se devengan, siempre y cuando su importe se pueda valorar confiablemente y su recuperación sea probable.

g. Inventarios y costo de lo vendido

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina con base en los elementos del costo de producción o adquisición, así como otros costos necesarios para darles su condición de inventario. El costo de los inventarios se asigna utilizando la fórmula de costos promedio. El valor neto de realización es el valor estimado de venta durante el curso normal del negocio, menos los costos de terminación y gastos estimados de venta. Dicha estimación considera entre otras cosas disminuciones al valor de los inventarios por obsolescencia.

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

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

h. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

i. Reservas de hidrocarburos

De 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. 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" (las Normas aplicables a la Estimación y Auditoría de la información de Reservas de Crudo y Gas promulgadas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SIP) el 19 de febrero de 2007), que son los aceptados por la industria petrolera internacional. La estimación de las reservas depende de la interpretación de los datos y puede variar de un analista a otro; en adición, los resultados de perforaciones, pruebas y producción posteriores a la fecha de la estimación son utilizadas para futuras revisiones de la estimación de reservas.

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

j. Deterioro en el valor de los activos no financieros

PEMEX evalúa en cada fecha de presentación de información financiera si existen indicios de deterioro de los activos no financieros, excluyendo los inventarios y el impuesto diferido. Si existen indicios, se estima el importe recuperable del activo. 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 estado de resultados integral.

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

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

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

Las pérdidas por deterioro y su reversión se reconocen en los resultados 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 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.

k. Arrendamientos

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

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

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

l. Provisiones

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

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 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 período en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para determinar la mejor estimación.

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, de gas y petroquímicos, no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indefinido en el tiempo, como resultado de mantenimientos y reparaciones mayores.

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

m. Beneficios a los empleados

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

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

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

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

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

n. Impuestos y derechos federales

Al 31 de diciembre de 2014 Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios fueron sujetos a leyes especiales de impuestos, principalmente al derecho ordinario sobre hidrocarburos, al derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización y el Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP), los cuales se basan principalmente en la producción e ingresos por venta de petróleo, gas y productos refinados, con ciertas deducciones, reconociéndose en el año en que se causan.

Hasta el 31 de diciembre de 2014, Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios no fueron sujetos de la Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR) ni del Impuesto Empresarial a Tasa Única (IETU). En el caso de Compañías Subsidiarias, estas son sujetas a ISR y al IETU. El IETU fue abrogado a partir del 1 de enero de 2014.

Impuestos diferidos

Los impuestos diferidos se registran por el método de activos y pasivos con enfoque integral, el cual consiste en reconocer un impuesto diferido aplicando la tasa del IRP y de ISR correspondiente a los Organismos y Compañías Subsidiarias, a las diferencias temporales entre los valores contables y fiscales de los activos y pasivos a la fecha de los estados financieros consolidados. Los activos por impuestos diferidos se reconocen siempre que se puedan compensar, con ganancias fiscales de períodos posteriores, pérdidas o créditos fiscales no utilizados hasta el momento, pero sólo en la medida en que sea probable la disponibilidad de ganancias fiscales futuras.

o. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

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

p. Contingencias

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

q. Reconocimiento de los ingresos

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

- De acuerdo a las condiciones comerciales negociadas.
- En el momento en que el cliente recoge el producto en las instalaciones de PEMEX.
- En el momento en que PEMEX entrega el producto en un punto específico.

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

r. Presentación del Estado Consolidado del Resultado Integral.

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

Costo de lo vendido

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

Gastos de distribución, transportación y venta

Representa los gastos asociados de la venta, 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.

Otros ingresos, neto

El rubro de otros ingresos, neto, consiste principalmente en ingresos provenientes del IEPS negativo (ver Nota 17 inciso j).

Ingreso financiero

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

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 período provenientes de los instrumentos financieros derivados (ver inciso d. de esta Nota).

(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 año.

s. Segmentos operativos

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

t. 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. PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que estas normas y mejoras tendrán en sus estados financieros.

◀ 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.

◀ Enmienda a la NIC 16 Propiedades, planta y equipo 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 solo 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 períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016, permitiéndose la adopción anticipada.

◀ Enmiendas a la NIIF 11 Acuerdos conjuntos (NIIF 11) 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 (NIIF 3).
- 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 solo 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 1 de enero de 2016, permitiéndose la adopción anticipada.

◀ 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 períodos que comienzan en o después del 1 de enero de 2017, permitiéndose la aplicación anticipada. Las entidades pueden optar por aplicar la norma de forma retroactiva o utilizar enfoque modificado en el año de aplicación.

◀ Enmiendas al método de participación en la NIC 27 Estados Financieros Separados (NIC 27).

En agosto de 2014, el IASB publicó la enmienda a la NIC 27 la cual 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 períodos que comienzan en o después del 1 de enero de 2016, permitiéndose la aplicación anticipada.

◀ 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, las entidades aplicarán estas enmiendas a períodos anuales que comiencen partir del 1 de julio de 2014, permitiéndose su aplicación anticipada.

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.

◀ 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 se 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.

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

◀ 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 períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

◀ 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 período que inicie antes del período 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 períodos 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 períodos 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 (NIC 8) y son efectivas para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

- ◀ 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 para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada.

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

Específica 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.

Las modificaciones son efectivas para períodos anuales que inicien en o después del 1 de julio de 2014. Se permite su aplicación anticipada.

- ◀ 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 para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada.

◀ Enmienda a la NIC 40 Propiedades de inversión.

Aclara la interrelación entre la NIC 40 y la NIIF 3, 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.

Las modificaciones son efectivas para períodos anuales que inicien en o después del 1 de julio de 2014. Se permite su aplicación anticipada.

u. Reclasificaciones

Derivado de la correcta presentación del deterioro de activos fijos, se reclasificó al 31 de diciembre de 2013 al costo de ventas \$ 25,608,835 y se incrementaron los otros ingresos por la misma cantidad:

	2013		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Costo de ventas	\$ 814,006,338	\$ 25,608,835	\$ 839,615,173
Otros ingresos	64,526,850	25,608,835	90,135,685

Esta reclasificación no tuvo impacto en el resultado neto.

Con el fin de mejorar la presentación del costo financiero en el estado consolidado de resultados integral, se realizó una clasificación al 31 de diciembre de 2013 y 2012, del efecto neto de la (pérdida) rendimiento por derivados financieros, como se muestra a continuación:

	2013		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Ingreso financiero	\$ 24,527,209	\$ (15,791,510)	\$ 8,735,699
Costo financiero	54,067,021	(14,480,537)	39,586,484
Rendimiento por derivados financieros, neto		1,310,973	1,310,973

	2012		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Ingreso financiero	\$ 23,214,838	\$ (20,683,047)	\$ 2,531,791
Costo financiero	72,951,238	(26,940,695)	46,010,543
Pérdida por derivados finan- cieros, neto		(6,257,648)	(6,257,648)

Esta reclasificación no tuvo impacto en el resultado neto.

Al 31 de diciembre de 2014, PEMEX reconoció su participación en acciones de Repsol, S. A. (anteriormente Repsol YPF, S. A. "Repsol") como activos financieros disponibles para la venta, en lugar de inversiones en instrumentos de patrimonio (ver Nota 9). Por consiguiente los montos asociados con la participación de PEMEX en Repsol fueron reclasificados del activo no circulante al activo circulante al 31 de diciembre de 2014 y 2013 como se muestra a continuación:

	2013		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Total del activo circulante	\$ 266,913,870	\$ 17,728,571	\$ 284,642,441
Total del activo no circulante	1,780,476,483	17,728,571	1,762,747,912

Esta reclasificación no tuvo impacto en los activos totales.

4. Segmentos de operación

El negocio principal de PEMEX es la exploración, producción de petróleo crudo y gas natural, así como la producción, proceso y distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. Para ello, PEMEX ha definido, principalmente, seis segmentos sujetos a informar: PEP, PR, PGPB, PPQ, Comercializadoras (definidas más adelante), Corporativo y Compañías Subsidiarias. Debido a su estructura, existen cantidades importantes de ventas entre los segmentos sujetos a informar, las cuales están basadas en precios de mercado.

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

- PEP percibe ingresos de las ventas nacionales de petróleo crudo y gas natural y ventas de exportación de petróleo crudo, a través de algunas de las compañías Comercializadoras. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI CIM a cerca de 26 clientes principales en varios mercados en el extranjero. Aproximadamente la mitad del crudo de PEMEX se vende a PR.
- PR percibe ingresos derivados de las ventas de productos de petróleo refinado y sus derivados. La mayoría de las ventas de PR se destinan a terceros y tienen lugar dentro del mercado nacional. PR suministra a la Comisión Federal de Electricidad ("CFE") una porción significativa de su producción de petróleo combustible y a Aeropuertos y Servicios Auxiliares, la turbosina. Los productos más importantes de PR son las gasolineras.
- PGPB percibe ingresos de fuentes domésticas; también consume niveles elevados de su propia producción de gas natural. La mayoría de los ingresos de PGPB se obtienen a través de la venta de gases etano, butano, naftas, gas natural y gas licuado de petróleo.
- PPQ participa en la venta de productos petroquímicos al mercado doméstico. PPQ ofrece una amplia gama de productos; los productos que generan el mayor ingreso son los derivados del metano, los derivados del etano, los aromáticos y los derivados.
- Las Comercializadoras se componen de PMI NASA, PMI CIM, MGAS y PMI Trading las cuales comercializan: petróleo crudo, gas, productos petrolíferos y petroquímicos de exportación e importación de PEMEX.
- Corporativo y Compañías Subsidiarias, se encargan de prestar servicios administrativos, financieros, de consultoría, logísticos, así como asesoría económica, fiscal, jurídica, a las entidades del grupo.

En la hoja siguiente se muestra la información financiera de cada segmento sujeto a informar en forma condensada, por lo que pueden no sumar los diferentes rubros con los totales presentados. Esta información se ha determinado después de las eliminaciones por utilidades o (pérdidas) no realizadas. Los segmentos que aquí se reportan son los mismos, que la administración considera para el análisis de PEMEX.

Al 31 de diciembre de 2014	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
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
Costo de lo vendido	357,576,627	916,867,969	238,920,142	47,661,733	1,059,616,060	3,730,490	(1,759,092,541)	865,280,480
Rendimiento (pérdida) bruta	776,943,345	(75,409,474)	5,032,411	(3,406,044)	5,184,720	66,390,706	(53,288,270)	721,447,394
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, transportación y venta	-	31,071,231	3,024,325	1,061,157	493,651	468	(3,468,166)	32,182,666
Gastos de administración	43,131,979	31,941,961	11,038,955	14,107,044	1,806,000	59,442,914	(50,131,739)	111,337,114
Rendimiento (pérdida) de operación	730,620,762	(99,089,917)	(8,654,758)	(18,935,749)	3,528,112	7,958,523	53,038	615,480,011
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
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados	-	-	8,116	-	4,652,123	(14,098,809)	-	(9,438,570)
(Pérdida) rendimiento en cambios	(63,865,750)	(5,077,441)	(132,849)	(29,136)	(96,785)	(7,797,200)	-	(76,999,161)
Rendimiento (pérdida) en la participa- ción en los resultados de compañías asociadas	203,285	-	284,080	-	(247,303)	(263,425,082)	263,219,388	34,368
Impuestos, derechos y aprovechamientos	760,627,534	-	(21,772,116)	-	3,839,908	3,379,438	-	746,074,764
(Pérdida) rendimiento neto	(153,377,025)	(113,826,493)	15,583,792	(18,895,124)	4,085,190	(262,396,711)	263,283,382	(265,542,989)
Total de activo circulante	579,201,519	255,407,423	105,121,847	68,242,701	83,345,895	505,949,689	(1,307,941,793)	289,327,281
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
Total del patrimonio (déficit)	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 período 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
Costo de lo vendido	364,914,720	963,816,046	205,190,171	42,372,594	1,079,513,935	5,288,105	(1,821,480,398)	839,615,173
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	42,809,551	32,927,261	11,352,890	12,706,033	1,789,969	54,012,586	(56,943,818)	98,654,472
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
Rendimiento (pérdida) en cambios	(4,071,119)	699,215	(69,484)	17,082	(44,828)	(482,358)	-	(3,951,492)
Rendimiento (pérdida) en la participa- ción en los resultados de compañías asociadas	207,132	-	933,927	-	(577,434)	(173,785,799)	173,928,884	706,710
Impuestos, derechos y aprovechamientos	856,978,971	-	1,525,410	21,349	3,930,748	2,439,584	-	864,896,062
(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)
Total de activo circulante	502,902,664	274,764,785	115,251,777	72,066,407	106,410,426	515,460,241	(1,302,213,859)	284,642,441
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	1,189,451	488,319	4,294,023	-	7,018,985	419,817,118	(416,028,395)	16,779,501
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,315,399,260	253,117,660	101,513,879	39,008,884	1,982,647	10,556,411	-	1,721,578,741
Total del activo	1,837,046,755	529,767,519	221,866,273	111,818,055	122,116,141	1,688,293,303	(2,463,517,693)	2,047,390,353
Total del pasivo circulante	213,952,321	352,932,603	35,977,158	6,145,414	81,810,182	863,145,326	(1,294,772,172)	259,190,832
Deuda a largo plazo	719,013,631	23,360,262	1,094,807	171,745	3,617,414	737,651,756	(734,346,144)	750,563,471
Beneficios a los empleados	342,612,970	354,166,740	83,372,338	107,202,896	1,222,116	230,630,810	-	1,119,207,870
Total del pasivo	1,342,978,777	740,780,574	144,252,327	113,696,802	90,354,847	1,847,935,634	(2,047,361,968)	2,232,636,993
Total del patrimonio (déficit)	494,067,978	(211,013,055)	77,613,946	(1,878,747)	31,761,294	(159,642,331)	(416,155,725)	(185,246,640)
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
Adquisiciones de activo fijo	205,579,644	31,587,666	5,170,234	5,237,725	1,907,105	2,162,441	-	251,644,815

Al 31 de diciembre de 2012	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
Clientes externos	\$ -	\$ 720,874,065	\$ 118,402,283	\$ 27,760,353	\$ 772,699,053	\$ -	\$ -	\$ 1,639,735,754
Intersegmentos	1,333,286,214	61,480,371	66,226,902	7,650,488	448,731,943	55,352,873	(1,972,728,791)	-
Ingresos por servicios	-	4,361,364	1,088,258	-	727,371	2,191,282	(1,191,989)	7,176,286
Costo de lo vendido	<u>302,840,887</u>	<u>1,025,958,672</u>	<u>175,765,662</u>	<u>31,826,657</u>	<u>1,211,608,953</u>	<u>2,900,312</u>	<u>(1,918,410,569)</u>	<u>832,490,574</u>
Rendimiento (pérdida) bruta	1,030,445,327	(239,242,872)	9,951,781	3,584,184	10,549,414	54,643,843	(55,510,211)	814,421,466
Otros ingresos, neto	448,248	211,227,180	(1,008,016)	(814,161)	(138,712)	(326,438)	(369,138)	209,018,963
Gastos de distribución, transportación y venta	-	25,162,163	2,461,140	809,784	325,402	54,760	(324,966)	28,488,283
Gastos de administración	<u>40,979,675</u>	<u>32,751,142</u>	<u>10,678,233</u>	<u>12,414,605</u>	<u>1,330,361</u>	<u>47,321,046</u>	<u>(55,862,213)</u>	<u>89,612,849</u>
Rendimiento (pérdida) de operación	989,913,900	(85,928,997)	(4,195,608)	(10,454,366)	8,754,939	6,941,599	307,830	905,339,297
Ingreso financiero	17,336,197	589,603	3,080,864	16,447	1,047,037	67,672,871	(87,211,228)	2,531,791
Costo financiero	50,578,659	20,179,519	271,808	816,496	986,232	44,803,745	(71,625,916)	46,010,543
Rendimiento (pérdida) por derivados financieros	-	-	269,611	-	(1,296,207)	(20,513,507)	15,282,455	(6,257,648)
Rendimiento (pérdida) en cambios	35,186,096	3,421,271	368,507	840	16,773	5,852,174	-	44,845,661
Rendimiento (pérdida) en la participa- ción en los resultados de compañías asociadas	189,227	-	2,140,344	-	1,389,441	(7,118,378)	8,196,973	4,797,607
Impuestos, derechos y aprovecha- mientos	<u>898,064,551</u>	<u>-</u>	<u>(221,123)</u>	<u>16,774</u>	<u>1,817,453</u>	<u>2,968,032</u>	<u>-</u>	<u>902,645,687</u>
(Pérdida) rendimiento neto	93,982,210	(102,097,642)	1,613,033	(11,270,349)	7,108,298	5,062,982	8,201,946	2,600,478
Depreciación y amortización	118,246,402	11,071,793	7,769,141	2,725,017	7,983	717,384	-	140,537,720
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	31,045,021	31,221,665	7,331,348	9,121,565	101,143	17,781,595	-	96,602,337

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.

Conciliación entre información individual y la utilizada para efectos de consolidación

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>

Al 31 de diciembre de 2013	PEP	REF	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
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	(13,957)	(1,521,679)	136,734	4,930	(174,663)	-
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	118,982	-	-	-	-	-
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	118,982	-	-	-	-	-
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>
Total activos:						
Individuales	\$ 1,856,325,965	\$ 575,246,559	\$ 224,241,728	\$ 114,087,313	\$ 119,933,908	\$ 1,685,452,269
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(9,479)	3,753,919	140,189	7,310	3,232,537	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(11,777)	(49,232,959)	(2,515,644)	(2,204,574)	(1,050,304)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(16,755,002)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(4,344)	-	-	(71,994)	-	2,841,034
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	(2,498,608)	-	-	-	-	-
Consolidados	<u>\$ 1,837,046,755</u>	<u>\$ 529,767,519</u>	<u>\$ 221,866,273</u>	<u>\$ 111,818,055</u>	<u>\$ 122,116,141</u>	<u>\$ 1,688,293,303</u>
Total pasivos:						
Individuales	\$ 1,342,978,777	\$ 740,780,574	\$ 144,252,327	\$ 113,696,802	\$ 87,307,528	\$ 1,847,935,634
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	-	-	-	3,047,319	-
Consolidados	<u>\$ 1,342,978,777</u>	<u>\$ 740,780,574</u>	<u>\$ 144,252,327</u>	<u>\$ 113,696,802</u>	<u>\$ 90,354,847</u>	<u>\$ 1,847,935,634</u>

Al 31 de diciembre de 2012	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Total de ventas:						
Individuales	\$ 1,333,276,930	\$ 784,417,918	\$ 184,985,084	\$ 35,418,252	\$ 1,221,655,507	\$ 57,544,155
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	<u>9,284</u>	<u>2,297,882</u>	<u>732,359</u>	<u>(7,411)</u>	<u>502,860</u>	<u>-</u>
Consolidados	<u>\$ 1,333,286,214</u>	<u>\$ 786,715,800</u>	<u>\$ 185,717,443</u>	<u>\$ 35,410,841</u>	<u>\$ 1,222,158,367</u>	<u>\$ 57,544,155</u>
Rendimiento (pérdida) de operación:						
Individuales	\$ 993,473,459	\$ (95,467,749)	\$ (4,379,626)	\$ (10,250,176)	\$ 8,801,985	6,941,599
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	9,284	2,297,882	732,359	(7,411)	502,860	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(8,394)	7,240,870	(548,341)	(196,779)	(549,906)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,679,430)	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	<u>118,981</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Consolidados	<u>\$ 989,913,900</u>	<u>\$ (85,928,997)</u>	<u>\$ (4,195,608)</u>	<u>\$ (10,454,366)</u>	<u>\$ 8,754,939</u>	<u>\$ 6,941,599</u>
Rendimiento (pérdida) neta del año:						
Individuales	\$ 97,536,450	\$ (111,636,394)	\$ 1,429,015	\$ (11,066,159)	\$ 7,155,344	\$ (854,312)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	9,284	2,297,882	732,359	(7,411)	502,860	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(8,394)	7,240,870	(548,341)	(196,779)	(549,906)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,679,430)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	5,319	-	-	-	-	5,917,294
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	<u>118,981</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Consolidados	<u>\$ 93,982,210</u>	<u>\$ (102,097,642)</u>	<u>\$ 1,613,033</u>	<u>\$ (11,270,349)</u>	<u>\$ 7,108,298</u>	<u>\$ 5,062,982</u>

	Por los años terminados el 31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Ingresos:			
Nacionales	\$ 944,997,979	\$ 910,187,634	\$ 867,036,701
En el exterior:			
Estados Unidos	481,364,906	493,148,967	573,515,085
Canadá, Centro y Sudamérica	17,575,078	21,004,723	39,806,335
Europa	54,214,041	86,872,410	98,987,049
Otros países	77,137,288	86,651,534	60,390,584
	630,291,313	687,677,634	772,699,053
Ingresos por servicios	11,438,582	10,339,357	7,176,286
Total de ingresos	\$ 1,586,727,874	\$ 1,608,204,625	\$ 1,646,912,040

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		
	2014	2013	2012
<u>Nacionales</u>			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	\$ 830,545,046	\$ 805,460,402	\$ 779,572,582
Gas	77,813,359	70,781,410	51,249,544
Productos petroquímicos	36,639,574	33,945,822	36,214,575
Total ventas nacionales	\$ 944,997,979	\$ 910,187,634	\$ 867,036,701
<u>Exportación</u>			
Petróleo crudo	\$ 475,056,981	\$ 548,411,085	\$ 618,104,685
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	153,436,847	137,048,991	150,850,052
Gas	64,397	43,544	7,713
Productos petroquímicos	1,733,088	2,174,014	3,736,603
Total ventas exportación	\$ 630,291,313	\$ 687,677,634	\$ 772,699,053

5. Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se integra por:

a. Efectivo y equivalentes de efectivo

	31 de diciembre	
	2014	2013
Efectivo y bancos ⁽ⁱ⁾	\$ 68,330,390	\$ 45,942,338
Inversiones de inmediata realización	49,658,138	34,803,381
	\$ 117,988,528	\$ 80,745,719

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

b. Efectivo restringido

	31 de diciembre	
	2014	2013
Efectivo restringido	\$ 6,884,219	\$ 7,701,798

El efectivo restringido al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se integra principalmente del depósito realizado por PEP de US\$ 465,060 por 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 2014 incluyendo los intereses que ha generado es de US\$ 465,303 (ver Nota 22-b).

6. Cuentas por cobrar y otros

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se integra como se muestran a continuación:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Cientes del extranjero	\$ 20,960,915	\$ 46,337,045
Cientes del país	38,168,467	38,648,470
Anticipo de impuestos	30,554,928	15,416,955
Deudores diversos	13,357,348	7,818,554
Funcionarios y empleados	5,560,644	5,077,687
IEPS negativo pendiente de acreditar	-	4,293,619
Anticipo de proveedores	5,583,148	3,284,575
Siniestros	212,069	1,618,828
Otros	25,448	16,278
	<u>\$ 114,422,967</u>	<u>\$ 122,512,011</u>

A continuación se muestra la antigüedad de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Clientes en el extranjero	
	31 de diciembre	
	2014	2013
1-30 días	\$ 577,047	\$ 38,163
31-60 días	145,894	1,070
61-90 días	143	95
más 91 días	<u>218,570</u>	<u>385,887</u>
Vencidos	941,654	425,215
Deteriorado	<u>(198,867)</u>	<u>-</u>
No deteriorado	742,787	425,215
No vencido	<u>20,218,128</u>	<u>45,911,830</u>
Total	<u>\$ 20,960,915</u>	<u>\$ 46,337,045</u>

	Clientes en el país	
	31 de diciembre	
	2014	2013
1-30 días	\$ 814,629	\$ 874,553
31-60 días	268,844	15,091
61-90 días	189,871	80,331
más 91 días	<u>1,197,583</u>	<u>223,009</u>
Vencidos	2,470,927	1,192,984
Deteriorado	<u>(598,624)</u>	<u>(697,284)</u>
No deteriorado	1,872,303	495,700
No vencido	<u>36,296,164</u>	<u>38,152,770</u>
Total	<u>\$ 38,168,467</u>	<u>\$ 38,648,470</u>

7. Inventarios

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo de inventarios se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Petróleo crudo, productos refinados, derivados y petroquímicos	\$ 45,126,915	\$ 51,638,624
Materiales y accesorios en almacenes	4,811,741	5,259,341
Materiales y productos en tránsito	<u>-</u>	<u>16,535</u>
	<u>\$ 49,938,656</u>	<u>\$ 56,914,500</u>

8. Activos financieros disponibles para la venta

Al 1 de enero de 2013, PEMEX tenía un total de 59,804,431 acciones de Repsol YPF S. A. (Repsol), con un valor de \$ 15,771,202 las cuales representan aproximadamente el 4.76% del patrimonio de Repsol.

El 19 de junio de 2012, Repsol aprobó un programa de pago de dividendos. Bajo este programa los accionistas de Repsol tenían la opción de recibir su parte proporcional del dividendo declarado en la Asamblea Anual, ya fuera en la forma de i) nuevas acciones de Repsol o ii) en efectivo. Como parte del mismo programa el 21 de enero y 16 de julio de 2013, PMI HBV optó por recibir dividendos en nuevas acciones por 1,683,322 y 1,506,130, respectivamente.

El 9 de agosto de 2013, Petróleos Mexicanos monetizó las 9,289,968 acciones de Repsol recibidas en pago de los dividendos decretados por PMI HBV y suscribió un Equity swap sobre esa cantidad de acciones por un valor nominal de \$ 2,869,882, conservando los derechos corporativos y económicos de dichas acciones. Derivado de la realización de estas acciones Petróleos Mexicanos reconoció en los resultados del año una utilidad de \$ 278,842.

El 18 de diciembre de 2013, Repsol decretó dividendos. El 17 de enero de 2014, PMI HBV optó por recibir los dividendos en nuevas acciones por 1,451,455.

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.

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 período 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, por lo que al 31 de diciembre de 2014 se reconoció una cuenta por cobrar a Repsol por \$ 163,834.

Al 31 de diciembre de 2014, PMI HBV mantiene 19,557,003 acciones de Repsol.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el valor de mercado de las 19,557,003 y 53,703,915 acciones fue de \$ 5,414,574 y \$ 17,728,490, respectivamente. El efecto de la valuación a valor razonable de la inversión se registró en otros resultados integrales dentro del patrimonio (déficit) como una pérdida por \$ (765,412) y una utilidad por \$ 4,453,495, respectivamente. Adicionalmente se registraron en el estado del resultado integral del año terminado el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 dividendos por un importe de \$ 736,548, \$ 914,116 y \$ 685,704, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos mantenía tres equity swaps sobre 67,969,767 acciones de Repsol, por las que se tenían los derechos corporativos y económicos (aproximadamente el 5.13% del patrimonio de Repsol). En el mes de mayo de 2014, Petróleos Mexicanos canceló en forma anticipada los tres equity swaps y los consolidó en uno solo y el 3 de junio de 2014 canceló en forma anticipada el equity swap.

Al 31 de diciembre de 2014 la tenencia accionaria de PEMEX sobre las acciones de Repsol equivale al 1.45% del derecho económico y de voto en Repsol, mientras que al 31 de diciembre de 2013, la tenencia accionaria de PEMEX sobre las acciones de Repsol junto con los derechos económicos y de voto adquiridos a través de los equity swaps, equivalían al 9.19%, del derecho económico y de voto en Repsol.

9. Inversiones en acciones de compañías asociadas

Las inversiones en acciones de compañías asociadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se integra como se muestra a continuación:

	Porcentajes de participación	31 de diciembre	
		2014	2013
Deer Park Refining Limited	49.995%	\$ 7,322,445	\$ 6,710,317
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	50.00%	4,778,939	4,051,682
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	(i) 44.09%	3,521,924	3,253,978
TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V.	(ii) 50.00%	2,071,825	-
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. de C. V.	(iii) 60.00%	1,255,742	1,141,065
Sierrita Gas Pipeline LLC	(ii) 35.00%	885,792	-
Frontera Brownsville, LLC.	50.00%	546,463	517,945
TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V.	(ii) 50.00%	544,201	-
Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V.	49.00%	488,499	488,321
Otros neto	Varios	598,930	616,193
		<u>\$ 22,014,760</u>	<u>\$ 16,779,501</u>

- (i) Derivado de la alianza celebrada entre PEMEX y Mexichem S. A. B. de C. V., en septiembre de 2013, PEMEX aportó \$ 2,993,531, en Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V., que representa el 44% del capital social de la compañía y el otro 56% restante, le corresponde a Mexichem S. A. B. de C. V.
- (ii) Inversiones realizadas durante 2014.
- (iii) 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).

Participación en los resultados de compañías asociadas:

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Deer Park Refining Limited	\$ (232,960)	\$ (591,472)	\$ 1,320,180
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	244,958	475,942	548,765
Sierrita Pipeline, LLC.	6,478	-	-
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	(89,280)	93,853	-
TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V.	(108,126)	-	-
TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V.	(57,330)	-	-
Otros, neto	270,628	728,387	2,928,662
Total de la participación en la inversión	\$ 34,368	\$ 706,710	\$ 4,797,607

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	
	2014	2013	2014	2013
Total de activos	\$ 27,134,381	\$ 27,331,336	\$ 20,877,785	\$ 9,006,292
Total de pasivo	\$ 12,488,026	\$ 13,910,702	\$ 11,319,906	\$ 902,928
Total de capital	14,646,355	13,420,634	9,557,879	8,103,364
Total de pasivo y capital	\$ 27,134,381	\$ 27,331,336	\$ 20,877,785	\$ 9,006,292

	Estados condensados de resultados					
	Deer Park Refining Limited			Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.		
	31 de diciembre			31 de diciembre		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Ingresos	\$ 11,996,951	\$ 9,767,622	\$ 12,240,553	\$ 2,406,375	\$ 2,124,812	\$ 1,984,198
Costos y gastos	12,462,917	10,950,684	9,599,929	1,916,459	1,172,928	886,668
Resultado neto	\$ (465,966)	\$ (1,183,062)	\$ 2,640,624	\$ 489,916	\$ 951,884	\$ 1,097,530

10. 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
INVERSIONES													
Saldos al 1 de enero de 2013	\$ 709,748,214	\$ 42,367,106	\$ 547,236,619	\$ 1,007,455,697	\$ 53,439,009	\$ 319,638,242	\$ 49,788,285	\$ 20,590,693	\$ 105,303,277	\$ 41,583,171	\$ 11,148,414	\$ 27,633	\$ 2,908,326,360
Adquisiciones	29,336,696	3,106,174	5,387,150	62,580,630	1,965,492	5,633,305	3,644,600	3,736,942	134,079,686	1,100,230	1,104,295	4,929	251,680,129
Reclasificaciones	(6,388,178)	(433,975)	(1,109,962)	(5,474)	3,718,027	-	(1,378,015)	(99,191)	-	(23,662)	264,810	-	(5,455,620)
Capitalización	16,562,679	-	8,985,161	56,891,321	2,043,342	1,115,273	305,668	-	(85,903,444)	-	-	-	-
Deterioro	1,650,664	-	-	(26,364,717)	-	-	-	-	(894,782)	-	-	-	(25,608,835)
Bajas	(15,360,225)	-	(2,057,115)	-	(903,509)	(62,212)	(424,245)	(910,757)	(3,154,696)	(301,882)	(2,249,721)	-	(25,424,362)
Saldos al 31 de diciembre de 2013	<u>\$ 735,549,850</u>	<u>\$ 45,039,305</u>	<u>\$ 558,441,853</u>	<u>\$ 1,100,557,457</u>	<u>\$ 60,262,361</u>	<u>\$ 326,324,608</u>	<u>\$ 51,936,293</u>	<u>\$ 23,317,687</u>	<u>\$ 149,430,041</u>	<u>\$ 42,357,857</u>	<u>\$ 10,267,798</u>	<u>\$ 32,562</u>	<u>\$ 3,103,517,672</u>
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	<u>\$ 758,965,433</u>	<u>\$ 46,129,352</u>	<u>\$ 571,099,029</u>	<u>\$ 1,191,385,012</u>	<u>\$ 64,403,269</u>	<u>\$ 337,246,010</u>	<u>\$ 54,819,706</u>	<u>\$ 24,002,014</u>	<u>\$ 195,817,249</u>	<u>\$ 42,813,007</u>	<u>\$ 10,825,706</u>	<u>\$ 583,753</u>	<u>\$ 3,298,089,540</u>
DEPRECIACION Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA													
Saldos al 1 de enero de 2013	\$ (284,287,710)	\$ (23,066,280)	\$ (202,092,704)	\$ (559,752,873)	\$ (33,723,880)	\$ (95,137,552)	\$ (32,563,194)	\$ (12,334,674)	\$ -	\$ -	\$ (6,633,408)	\$ -	\$ (1,249,592,275)
Depreciación	(36,154,914)	(2,790,948)	(16,457,891)	(71,831,243)	(1,779,543)	(14,669,152)	(3,468,615)	(1,339,398)	-	-	-	-	(148,491,704)
Reclasificaciones	2,513,262	358,288	1,290,514	1,153	(84,961)	-	1,230,624	146,740	-	-	-	-	5,455,620
Bajas	<u>8,267,723</u>	<u>-</u>	<u>1,409,767</u>	<u>-</u>	<u>519,279</u>	<u>-</u>	<u>297,756</u>	<u>903,404</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(708,501)</u>	<u>-</u>	<u>10,689,428</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2013	<u>\$ (309,661,639)</u>	<u>\$ (25,498,940)</u>	<u>\$ (215,850,314)</u>	<u>\$ (631,582,963)</u>	<u>\$ (35,069,105)</u>	<u>\$ (109,806,704)</u>	<u>\$ (34,503,429)</u>	<u>\$ (12,623,928)</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ (7,341,909)</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ (1,381,938,931)</u>
Depreciación	(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	<u>7,816,567</u>	<u>-</u>	<u>12,172</u>	<u>-</u>	<u>412,737</u>	<u>-</u>	<u>345,065</u>	<u>899,753</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>126,446</u>	<u>-</u>	<u>9,612,740</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2014	<u>\$ (339,292,292)</u>	<u>\$ (27,771,648)</u>	<u>\$ (232,658,051)</u>	<u>\$ (695,718,382)</u>	<u>\$ (37,144,310)</u>	<u>\$ (124,922,867)</u>	<u>\$ (37,051,446)</u>	<u>\$ (12,811,151)</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ (7,345,255)</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ (1,514,715,402)</u>
Pozos, ductos, propiedades y equipo, neto diciembre de 2013	<u>\$ 425,888,211</u>	<u>\$ 19,540,365</u>	<u>\$ 342,591,539</u>	<u>\$ 468,974,494</u>	<u>\$ 25,193,256</u>	<u>\$ 216,517,904</u>	<u>\$ 17,432,864</u>	<u>\$ 10,693,759</u>	<u>\$ 149,430,041</u>	<u>\$ 42,357,857</u>	<u>\$ 2,925,889</u>	<u>\$ 32,562</u>	<u>\$ 1,721,578,741</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>\$ 3,480,451</u>	<u>\$ 583,753</u>	<u>\$ 1,783,374,138</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 2014, 2013 y 2012, 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 \$ 3,997,121, \$ 2,943,597 y \$ 2,110,075, respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 registradas básicamente en los costos y gastos de operación ascendieron a \$ 143,074,787, \$ 148,491,704 y \$ 140,537,720, respectivamente, las cuales incluyen \$ 2,011,027, \$ 2,000,230 y \$ 2,053,630, 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 2014 y 2013, asciende a \$ 52,460,749 y \$ 46,118,080, respectivamente y se presenta como una provisión operativa de pasivo a largo plazo. (Ver Nota 15)
- d. Derivado del comportamiento de los precios del gas en el mercado internacional, así como de las condiciones existentes de las reservas económicas de hidrocarburos de los proyectos 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 de resultados en el rubro de costo de ventas.

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.

- e. Derivado del proceso de adjudicación de los derechos a realizar las actividades de exploración y extracción de diversas áreas PEP recibió títulos de asignación temporal de algunos bloques, cuyos activos se podrían ver afectados al tener que transferir su propiedad cuando los bloques sean asignados, en su caso, a terceros. Estas inversiones le serán resarcidas a Petróleos Mexicanos a su justo valor económico en los términos que para tal efecto disponga la Secretaría de Energía. Al 31 de diciembre de 2014, las inversiones y los conceptos relacionados a éstas, que no han sido asignados en forma definitiva corresponden a \$ 71,270,273.
- f. Derivado del decreto referente a la transferencia de activos susceptibles de ser transferidos al CENAGAS, los valores netos susceptibles a ser transferidos al 31 de diciembre de 2014 son \$ 34,029,000. Estos activos serán compensados a PEMEX bajo las condiciones que disponga la Comisión Reguladora de Energía.

Estos valores pueden variar entre la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados y el momento en que se lleven a cabo los acuerdos de transferencia, ya sea por ajustes a ductos y/o incorporación de nuevas clases de activos, para lo cual se establece un plazo de dos años para su perfeccionamiento.

- g. 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.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los activos adquiridos a través de arrendamiento capitalizable se integran como se menciona a continuación:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Inversión en buque tanques y equipo de perforación	\$ 5,017,002	\$ 5,017,002
Menos depreciación acumulada	<u>(953,152)</u>	<u>(636,276)</u>
	<u>\$ 4,063,850</u>	<u>\$ 4,380,726</u>

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\$
2015	\$ 834,989	US\$ 56,733
2016	834,989	56,733
2017	834,989	56,733
2018	767,210	52,127
2019	271,186	18,425
2020 y posteriores	<u>1,084,743</u>	<u>73,702</u>
	4,628,106	314,453
Menos intereses no devengados a corto plazo	221,879	15,075
Menos intereses no devengados a largo plazo	<u>533,053</u>	<u>36,218</u>
Total arrendamiento capitalizable	3,873,174	263,160
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)	<u>613,110</u>	<u>41,658</u>
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	<u>\$ 3,260,064</u>	<u>US\$ 221,502</u>

El gasto por intereses sobre arrendamiento capitalizable, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 fue de \$242,436, \$ 159,380 y \$ 214,041, respectivamente.

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

- Tasa de 7.96% términos nominales (3.73% en términos reales al 31 de diciembre de 2014).
- Tasa de 7.96% en términos nominales (3.83% en términos reales al 31 de diciembre de 2013).
- Tasa de 9.39% en términos nominales (5.62% en términos reales al 31 de diciembre de 2012).

11. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo de otros activos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Pozos no asignados a una reserva	\$ 14,970,904	\$ 7,892,474
Pagos anticipados	2,959,819	2,244,450
Otros	<u>4,694,541</u>	<u>4,057,786</u>
	<u>\$ 22,625,264</u>	<u>\$ 14,194,710</u>
	31 de diciembre	
	2014	2013
Pozos no asignados a una reserva:		
Saldo al inicio del año	\$ 7,892,474	\$ 5,306,333
Incrementos en obras en construcción	24,185,826	21,813,041
Deducciones contra gastos	(9,793,246)	(9,244,399)
Deducciones contra activo fijo	<u>(7,314,150)</u>	<u>(9,982,501)</u>
Saldo al final del año	<u>\$ 14,970,904</u>	<u>\$ 7,892,474</u>

12. Deuda

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

Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 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 Pagarés 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 reabierta 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 reabierta 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 reabierta 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 reabierta 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 reabierta 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 revolviente, 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 reabierto 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 revolviente, 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 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 revolviente 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.

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

- a. El 4 y el 11 de enero de 2013, PMI Trading, obtuvo y pagó, respectivamente, un préstamo por US\$ 150,000, con una tasa de 1.0412%.
- b. El 22 de enero de 2013, la SHCP autorizó el incremento del Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C, de Petróleos Mexicanos de US\$ 22,000,000 a US\$ 32,000,000. Todas las emisiones bajo este programa están garantizadas por PEP, PR y PGPB,
- c. El 30 de enero de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de notas por US\$ 2,100,000, con vencimiento en enero de 2023 y cupón de 3.50%, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C por US\$ 32,000,000.
- d. El 28 de febrero de 2013, PMI NASA, obtuvo dos préstamos por US\$ 34,500 cada uno, con una tasa de interés de 3.80%, ambos con vencimiento el 7 de febrero de 2023.
- e. El 6 y 8 de marzo de 2013, PMI Trading obtuvo y pagó, respectivamente un préstamo por US\$ 50,000, con una tasa de 1.4217%.
- f. El 22 de marzo de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de Certificados Bursátiles por \$ 2,500,000, con vencimiento en noviembre de 2017, a una tasa variable, el cual fue una reapertura de los certificados emitidos el 29 de noviembre de 2012. Estos Certificados Bursátiles fueron emitidos bajo el Programa Dual de Certificados Bursátiles autorizados hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDI.
- g. El 26 de abril de 2013, PMI NASA obtuvo un préstamo por US\$ 33,830, con una tasa de interés de 3.80%, con vencimiento el 22 de febrero de 2023.
- h. El 7 de junio de 2013, PMI NASA obtuvo un préstamo por US\$ 34,278, con una tasa de interés de 3.80%, con vencimiento el 24 de abril de 2023.
- i. El 25 de junio de 2013, Petróleos Mexicanos, con base en el Programa Dual de Certificados Bursátiles por un monto de hasta \$ 300,000,000 o su equivalente en UDI, realizó una reapertura de la emisión de noviembre de 2012 con vencimiento en 2017 y tasa variable por un monto de \$ 2,500,000.
- j. El 26 de junio de 2013, Petróleos Mexicanos realizó un desembolso por US\$ 500,000 de la línea revolvente, con vencimiento el 17 de julio de 2013.
- k. El 18 de julio de 2013, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por US\$ 3,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 32,000,000, la emisión constó de cuatro tramos: i) US\$ 1,000,000 con vencimiento en 2024 a tasa de 4.875%, ii) US\$ 1,000,000 con vencimiento en 2018 a tasa de 3.50%, iii) US\$ 500,000 con vencimiento en 2018 a tasa flotante, y iv) US\$ 500,000 con vencimiento en junio de 2041 a una tasa de 6.50%, esta última es la segunda reapertura del bono originalmente emitido el 2 de junio de 2011 y reabierto el 18 de octubre de 2011.
- l. El 19 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó la emisión de bonos con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos de América (Ex-Im Bank), por un monto de US\$ 400,000 a tasa fija de 2.83% y vencimiento en febrero de 2024.
- m. El 19 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de Certificados Bursátiles por \$ 5,000,000 a tasa variable de TIIE más 6 puntos base y vencimiento en

febrero de 2019. La emisión se realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000, o su equivalente en UDIs.

- n. El 26 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDIs, una emisión en el mercado mexicano por \$ 10,400,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 7.19% que consistió en i) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 1,075,000 fuera de México bajo el formato de GDNs y ii) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 9,325,000 en el mercado local.
- o. El 30 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un segundo bono con la garantía del Ex-Im Bank por un monto de US\$ 750,000 a tasa variable de LIBOR 3 meses más 43 puntos base y vencimiento en febrero de 2024.
- p. El 4 de noviembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó la tercera emisión del programa de bonos con la garantía del Ex-Im Bank por un monto de US\$ 350,000 a tasa fija de 2.29% y vencimiento en febrero de 2024.
- q. El 27 de noviembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por € 1,300,000 con vencimiento en 2020 a una tasa de 3.125%. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Pagars de Mediano Plazo Serie C de US\$ 32,000,000.
- r. El 11 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó, bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDIs, una emisión en dos tramos: i) \$ 8,500,000 a una tasa de 7.19% con vencimiento en 2024 que consistió en: una oferta pública de Certificados Bursátiles por \$ 1,165,550 fuera de México bajo el formato de GDNs y una oferta pública de Certificados Bursátiles por \$ 7,334,450 en el mercado local; esta emisión representó la reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y ii) \$ 1,100,000 con vencimiento en 2019 a tasa flotante; se trata de la primera reapertura de la emisión realizada originalmente el 19 de septiembre de 2013.
- s. El 11 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito revolvente por US\$ 1,250,000 a tasa variable ligada a LIBOR con vencimiento en 2016.
- t. El 19 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos, realizó una disposición por \$ 10,000,000 de una línea de crédito revolvente, que pagó el 30 de diciembre de 2013.
- u. El 27 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos, realizó una disposición por US\$ 135,000 de una línea de crédito revolvente, la cual pagó el 27 de enero de 2014.
- v. Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013, PMI HBV obtuvo US\$ 5,793,000 y pagó US\$ 6,143,000 bajo una línea de crédito revolvente.

Algunos contratos de financiamiento establecen ciertas obligaciones de hacer y no hacer, entre las que destacan no vender, gravar o disponer de ciertos activos esenciales para las operaciones del negocio, así como no contraer pasivos directos o contingentes o cualquier adeudo de índole contractual relacionado con estos activos, sujeto a ciertas excepciones y transferir, vender o asignar derechos de cobro aún no devengados bajo contratos de venta de petróleo crudo o gas natural, cuentas por cobrar u otros instrumentos negociables. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 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 2014 y 2013, la deuda documentada se integra como se muestra a continuación:

			31 de diciembre de 2014	
	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.43% a 2.02%	Varios hasta 2045	\$ 533,456,119	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 10-e)	Tasa fija del 0.37% a 1.99%	Varios hasta 2023	<u>3,873,174</u>	<u>263,159</u>
Total en dólares estadounidenses			703,154,034	47,775,107
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 5.5%.a 6.375%	Varios hasta 2025	94,932,763	5,304,804
Crédito garantizado	Euribor 5.37%	Varios hasta 2014		
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	<u>68</u>	<u>4</u>
Total en euros			<u>94,932,831</u>	<u>5,304,808</u>
En yenes				
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	<u>2,186,357</u>	<u>17,913,617</u>
Total en yenes			<u>13,720,157</u>	<u>112,414,232</u>
En pesos				
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	<u>23,500,000</u>	
Total en pesos			250,918,348	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 4.2%	Varios hasta 2028	<u>40,932,604</u>	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	<u>14,223,278</u>	
Total del principal en moneda nacional	(2)		1,117,881,252	
Más:				
Intereses devengados			13,671,738	
Documentos por pagar a contratistas	(3)		<u>11,697,513</u>	
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)		<u>7,188,084</u>	
Intereses devengados			<u>13,671,738</u>	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			<u>145,866,217</u>	
Deuda a largo plazo (Nota 13-c)			<u>\$ 997,384,286</u>	

			31 de diciembre de 2013	
			Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.43% a 2.02%	Varios hasta 2045	\$ 407,719,934	31,179,592
Crédito al comprador	Libor más 0.4% a 0.5%	Varios hasta 2014	12,520	957
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.45% a 5.45%, Libor más .01% a 1.71%	Varios hasta 2022	75,603,945	5,781,665
Crédito directo	Tasa fija de 1.457% a 5.44% y Libor más 1% a 1.9%	Varios hasta 2018	10,981,118	839,760
Crédito sindicado	Libor más 0.8% y 1%	Varios hasta 2016	27,918,337	2,135,001
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2022	4,032,468	308,375
Arrendamiento financiero (Nota 10-e)	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2023	<u>3,949,905</u>	<u>302,061</u>
Total en dólares estadounidenses			<u>530,218,227</u>	<u>40,547,411</u>
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 5.5%.a 6.375%	Varios hasta 2025	78,073,403	4,332,742
Crédito garantizado	Euribor 5.37%	Varios hasta 2014	4,779,802	265,259
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	<u>569</u>	<u>32</u>
Total en euros			<u>82,853,774</u>	<u>4,598,033</u>
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2023	11,703,000	94,000,000
Créditos directos	Libor yen más 0.71%	Varios hasta 2014	2,608,275	20,950,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.90% y Prime yen de 1% a 2%	Varios hasta 2017	<u>3,346,571</u>	<u>26,880,086</u>
Total en yenes			<u>17,657,846</u>	<u>141,830,086</u>
En pesos				
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	132,159,337	
Crédito directo	Tasa fija de 5.04% a 6.55% y TIIIE más 0.55% a 2.4%	Varios hasta 2022	<u>6,479,741</u>	
Total en pesos			<u>138,639,078</u>	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 4.2%	Varios hasta 2028	<u>26,746,411</u>	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	<u>21,031,855</u>	
Total del principal en moneda nacional (2)			817,147,191	
Más:				
Intereses devengados			9,815,002	
Documentos por pagar a contratistas (3)			<u>14,278,221</u>	
Total principal e intereses de la deuda			<u>841,240,414</u>	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			72,450,283	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo (3)			8,411,658	
Intereses devengados			<u>9,815,002</u>	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			<u>90,676,943</u>	
Deuda a largo plazo (Nota 13-c)			<u>\$ 750,563,471</u>	

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 en adelante	Total
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 145,866,216	\$ 94,092,560	\$ 78,718,092	\$ 87,071,447	\$ 90,856,363	\$ 646,645,825	\$ 1,143,250,503

	31 de diciembre	
	2014 (i)	2013 (i)
Movimientos de la deuda:		
Saldo al inicio del año	\$ 841,240,414	\$ 786,858,600
Captaciones	426,607,422	241,939,473
Amortizaciones	(207,455,492)	(191,146,091)
Intereses devengados	3,661,146	2,170,843
Variación cambiaria	78,884,717	3,308,299
Primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	<u>312,296</u>	<u>(1,890,710)</u>
Saldo al final del año	<u>\$ 1,143,250,503</u>	<u>\$ 841,240,414</u>

(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 2014 y 2013, las tasas eran las que siguen: LIBOR tres meses 0.2556% y 0.2461%, respectivamente; LIBOR seis meses 0.3628% y 0.348%, respectivamente; Prima en yenes 1.475% en ambos años; TIIE a 28 días 3.3205% y 3.795%, respectivamente; TIIE a 91 días 3.3245% y 3.8045%, respectivamente; Cetes a 28 días 2.74% y 3.18%, respectivamente; Cetes a 91 días 2.94% y 3.45%, respectivamente; Cetes a 182 días 3.01% y 3.55% respectivamente.

(2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2014 y 2013, de bancos extranjeros fue de \$ 798,484,400 y \$ 631,954,650, 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	
	2014	2013
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b)	\$ 11,697,513	\$ 14,278,221
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	<u>7,188,084</u>	<u>8,411,658</u>
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	<u>\$ 4,509,429</u>	<u>\$ 5,866,563</u>

(a) PEMEX tiene celebrados COPF (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hidrocarburos y las obras ejecutadas son propiedad de PEP. En los COPF el contratista administra y mantiene la ejecución de las obras a su propio costo, las cuales se clasifican en desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo pendiente de pago era de \$ 8,815,484 y \$ 11,387,225, 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 2014 y 2013, el saldo era de \$ 2,882,029 (US\$ 195,817) y \$ 2,890,996 (US\$ 221,083), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

Año	US\$
2015	US\$ 25,267
2016	25,267
2017	25,267
2018	25,267
2019	25,267
2020 en adelante	69,482
Total	US\$ 195,817

(4) Al 31 de diciembre 2014 y 2013, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Dólar estadounidense	\$ 14.7180	\$ 13.0765
Yen japonés	0.1227	0.1245
Libra esterlina	22.9483	21.6560
Euro	17.8103	18.0194
Franco suizo	14.8122	14.7058
Dólar canadiense	12.7061	12.3076
Dólar australiano	12.0437	11.6982

13. Instrumentos financieros derivados

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

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

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

Asimismo, el Grupo PMI ha implementado un marco normativo en materia de administración de riesgos de mercado sobre *commodities* que incluye políticas, lineamientos y procedimientos para la administración del riesgo asociado a sus actividades comerciales de hidrocarburos, esto de acuerdo con las mejores prácticas de la industria, como son: 1) el uso de IFD con propósitos 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-TRD 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 TIIE en pesos. Al 31 de diciembre de 2014, aproximadamente 27.7% 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 2014, PEMEX tiene contratados dos swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal agregado de US\$ 1,250,000, a una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.41% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 9.60 años.

De manera análoga, con el fin de eliminar la volatilidad asociada a las tasas de interés variable de los financiamientos a largo plazo, PMI-NASA tiene contratados swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal de US\$ 115,059, a una tasa fija promedio ponderada de 4.16% y plazo a vencimiento promedio de 7.4 años.

Por otro lado, PEMEX realiza inversiones en pesos y dólares, de acuerdo a la normativa interna aplicable, a través de portafolios constituidos con distintos objetivos, buscando rentabilidad sujeta a parámetros de riesgo que acotan la probabilidad de pérdida de capital. Los recursos de estos portafolios tienen por objeto cumplir con las obligaciones de PEMEX en pesos y en dólares.

Las inversiones de los portafolios de PEMEX se encuentran expuestas a riesgos de tasas de interés nacionales e internacionales, a la sobretasa de instrumentos gubernamentales y no gubernamentales, y a la paridad UDI/MXP. Sin embargo, dichos riesgos están acotados mediante el establecimiento de límites de riesgo de mercado.

ii. Riesgo de tipo de cambio

Una cantidad significativa de los ingresos de PEMEX se deriva de las exportaciones de petróleo crudo y de algunos productos del petróleo, cuyos precios se determinan y son pagaderos en dólares. Además, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del IEPS (Impuesto Especial sobre Producción y Servicios), así como las ventas del gas natural y sus derivados y de los petroquímicos, están indizados a los precios internacionales denominados en dólares para estos productos. Únicamente las ventas de gas licuado del petróleo se encuentran denominadas en pesos y representan menos del 5% de los ingresos.

Por otro lado, en lo que respecta a los egresos de PEMEX, los derechos 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 determinan en pesos.

Como resultado de esta estructura de flujos de efectivo, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el valor del balance financiero de PEMEX, 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, 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 2014, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros, por un monto nocional agregado de US\$ 1,388,400. En 2013, PEMEX contrató IFD del mismo tipo para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros y el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nocional agregado de US\$ 2,028,701.

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 nocional de US\$ 1,146,410.

PEMEX registró por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 una (pérdida) rendimiento cambiario por \$ (76,999,161), \$ (3,951,492) y \$ 44,845,661, respectivamente, que incluye la variación cambiaria no realizada principalmente la que proviene de la deuda por \$ (78,884,717), \$ (3,308,299) y \$ 40,561,861, respectivamente, por lo que no impactó los flujos de efectivo. Lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 77.8% al 31 de diciembre de 2014, 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 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. 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. El rendimiento cambiario de 2012 se debió a la apreciación en un 7.5% del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 13.9904 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 13.0101 por US\$ 1 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012.

Por otro lado, las empresas del Grupo PMI enfrentan riesgo de mercado generado por fluctuaciones del tipo de cambio, por lo que cuentan con políticas autorizadas por los Consejos de Administración de varias de sus compañías, que estipulan que los activos financieros denominados en una moneda distinta a la funcional serán inferiores al 5% de los activos financieros, excepto en los casos en que se tenga una obligación de pago en una moneda distinta a la funcional. En línea con lo anterior, ocasionalmente las empresas del Grupo PMI contratan IFD de tipo de cambio con el propósito de mitigar el riesgo asociado a su deuda denominada en monedas distintas al dólar.

Las operaciones abiertas con IFD de PMI-HBV al 31 de diciembre de 2013, correspondían a operaciones tipo par forward para cubrir su exposición a créditos en euros. Estas operaciones vencieron durante 2014.

En lo que respecta a PMI-TRD, la mayor parte de los flujos de efectivo se generan por el comercio de productos refinados, petroquímicos y gases líquidos con PEMEX y con terceros en el mercado internacional, cuyos precios son determinados y pagaderos en dólares. La mayor exposición cambiaria de PMI-TRD se deriva del fondeo para el pago de impuestos en pesos y de manera secundaria, por la compra de productos en pesos para su venta en dólares en el mercado internacional, así como por costos de ventas denominados en moneda local.

PMI-TRD considera que puede administrar el riesgo generado por el pago de impuestos en moneda local sin la necesidad de contratar instrumentos de cobertura, dado que la exposición a este riesgo es marginal comparada con el flujo total en su moneda funcional. Asimismo, en caso de que exista riesgo de tipo de cambio en sus operaciones comerciales, PMI-TRD puede implementar medidas de mitigación de riesgo, a través de la ejecución de IFD.

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 de la Compañía en lo relativo a precios de los hidrocarburos. Con base en dicho análisis, PEMEX monitorea las posiciones en riesgo más importantes y cuantifica el riesgo de mercado que dichas posiciones generan en el balance financiero de la Compañía.

PEMEX evalúa constantemente la implementación de estrategias de mitigación, incluyendo aquéllas que involucren el uso de IFD, considerando la factibilidad operativa y presupuestaria de las mismas. PEMEX no realizó coberturas sobre los precios del crudo y sus derivados entre 2007 y 2014.

Por otro lado, como servicio adicional a la oferta del suministro de Gas Natural (GN), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) ofrece a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de IFD sobre GN, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio del GN. Para llevar a cabo este servicio, PGPB contrata con 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 con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A través del esquema anterior, PGPB mantiene su perfil natural de riesgo, con una exposición al riesgo de mercado prácticamente nula.

Las ventas domésticas del Gas Licuado de Petróleo (GLP) de PGPB han estado sujetas a un mecanismo de control de precios impuesto por el Gobierno Federal. Este esquema genera una exposición al riesgo en las áreas geográficas donde se vende GLP importado. En el 2012, PGPB mitigó el riesgo de mercado generado por la exposición anterior por medio de una estrategia de cobertura a través de IFD del tipo swap sobre el precio del propano, el principal componente del GLP. En el mes de junio de 2012, PGPB realizó coberturas sobre el precio del propano por aproximadamente el 50% del volumen de importación para el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012. Durante 2013 y 2014 no se realizaron coberturas de este tipo.

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

iv. Riesgo de precio de títulos accionarios de terceros

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.

Entre los meses de julio y septiembre de 2011, PEMEX adquirió a través de su filial PMI HBV 57,204,240 acciones de la empresa Repsol, S. A. Con el objetivo de proteger esta inversión, PMI HBV contrató un producto estructurado consistente de opciones tipo put largo, call corto y call largo con vencimientos en 2012, 2013 y 2014. La exposición al tipo de cambio asociada al financiamiento de las acciones fue cubierta mediante forwards de tipo de cambio del euro con vencimientos en 2012, 2013 y 2014. Todos los IFD correspondientes expiraron en 2014, 2013 y 2012 por lo que no había ningún IFD vigente al cierre de 2014. Aunque estos IFD fueron contratados con el propósito de cubrir la exposición al precio de la acción de Repsol, S. A., se decidió tratarlos contablemente como instrumentos de negociación.

Al 31 de diciembre de 2014, PMI HBV posee 19,557,003 acciones de Repsol, S. A., las cuales no tienen ningún IFD asociado.

v. Cuantificación de riesgo de mercado

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

Cuantificación de riesgo de tasa de interés

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. El VaR de los portafolios incorpora el riesgo de tasas y sobretasas. Adicionalmente, para los portafolios en moneda nacional, el VaR incluye el riesgo de variaciones en la inflación implícita en los títulos denominados en UDI. Para la gestión de los portafolios, el riesgo de tasa de interés se encuentra acotado a través de límites de VaR.

El VaR de los portafolios de inversión de PEMEX al 31 de diciembre de 2014 es de\$ (67.4) para el portafolio de Tesorería MXP, de \$ 0 para el portafolio de FOLAPE de \$ (47.5) 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 debido a que, dado que PEMEX no tiene la intención de realizar prepagos de su deuda o cancelar sus derivados anticipadamente, no está expuesto al riesgo de tasa de interés derivado de sus obligaciones en tasa fija.

Derivados de tasa y moneda

Sensibilidad a Tasa de Interés + 10 pb

<u>Divisa</u>	<u>Curvas Interbancarias</u>		<u>Sensibilidad neto</u>	<u>Curva PEMEX Sensibilidad financiamiento</u>
	<u>Sensibilidad financiamiento</u>	<u>Sensibilidad derivados</u>		
AUD	296,021	(296,021)	-	287,190
Franco suizo	1,423,683	(1,423,683)	-	1,315,506
Euro	46,702,364	(46,702,368)	(5)	38,443,088
Libra esterlina	4,951,479	(4,951,479)	-	4,266,948
Yen	3,078,996	(3,078,996)	-	2,585,881
Peso	48,991,865	4,760,153	53,752,017	45,727,709
UDI	19,092,568	(10,801,196)	8,291,372	17,689,064
US\$	524,085,745	48,510,382	572,596,127	328,973,950

*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 2014, 2013 y 2012, 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 2014 hubiera sido mayor en \$ 7,297,773, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 4,993,915 y la utilidad neta del ejercicio 2012 hubiera sido menor en \$ 5,319,309, 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 2014 hubiera sido menor en \$ 7,297,773, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 4,993,915 y la utilidad del ejercicio 2012 se hubiera incrementado en \$ 5,319,309, como consecuencia de un menor costo por interés.

Cuantificación de riesgo de tipo de cambio

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

Los IFD de moneda se contratan con fines de cobertura del riesgo de cambio de los flujos de los financiamientos que se encuentran denominados en monedas distintas al peso y al dólar, así como el riesgo inflacionario proveniente de flujos de los financiamientos en UDI. Sin embargo, derivado de su tratamiento contable, los resultados del ejercicio se encuentran expuestos a la volatilidad del MTM por la variación en los tipos de cambio utilizados en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tipo de cambio para los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y los financiamientos a un incremento de 1% en los tipos de cambio de las divisas respecto al dólar. De manera análoga a la cuantificación de riesgo de tasas de interés, en el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad cambiaria considerando tanto Curvas Interbancarias como Curvas PEMEX. Adicionalmente se muestra el VaR histórico de la posición abierta remanente a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo para llevar a cabo las actividades de gestión de riesgos del portafolio de deuda, se realizan periódicamente análisis cuantitativos con el fin de estimar la magnitud de la exposición al riesgo cambiario generada por emisiones de deuda. A partir de dichos análisis, PEMEX ha seleccionado como estrategia para mitigar el riesgo moneda la contratación de los IFD que se muestran en la tabla en conjunto con los financiamientos a los que cubren:

Derivados de tasa y moneda

Divisa	Curvas Interbancarias			VaR 95% Neto	Curva PEMEX
	1% Financiamiento	1% Derivados	1% Neto		1% Financiamiento
AUD	(1,371,789)	1,371,789	-	-	(1,339,697)
Franco suizo	(3,462,020)	3,462,020	-	-	(3,235,075)
Euro	(82,197,968)	82,197,921	(48)	(24)	(73,149,233)
Libra esterlina	(8,304,635)	8,304,635	-	-	(7,385,927)
Yen	(10,492,781)	10,492,781	-	-	(9,935,423)
Peso	(180,007,826)	(17,502,802)	(197,510,628)	(105,540,719)	(176,179,220)
UDI	(27,529,285)	18,456,627	(9,072,658)	(5,135,248)	(26,045,851)

*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 2014, 2013 y 2012, 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 2014 hubiera sido mayor en \$ 70,280,300, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 55,137,410 y la utilidad neta del ejercicio 2012 hubiera sido menor en \$ 59,026,725, 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 2014 hubiera sido menor en \$ 70,280,300, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 55,137,410 y la utilidad neta del ejercicio 2012 hubiera sido mayor en \$ 59,026,725, 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>	Riesgo Accionario		Riesgo Cambiario
		<u>Valor acciones</u>	<u>VaR EQ</u>	<u>1%</u>
Euro	19,557,003	367,887,867	(7,365,204)	367,795

*Cifras en USD

Riesgo por precio de hidrocarburos

En ocasiones PGPB enfrenta riesgo de mercado generado por las posiciones que quedan abiertas entre el portafolio de IFD ofrecidos a los clientes nacionales y las coberturas contratadas con contrapartes internacionales. Al 31 de diciembre de 2014 el portafolio de IFD de Gas Natural de PGPB no tiene exposición al riesgo de mercado.

En caso de existir exposición al riesgo de mercado, ésta se mide a través del VaR calculado a través de la metodología Delta-Gamma con un nivel de confianza del 95%, horizonte de 20 días y muestra de 500 observaciones, misma que se controla con el monitoreo del VaR y Capital en Riesgo (CaR) acotados por límites establecidos.

Cabe señalar que no se realizó un análisis de sensibilidad para los instrumentos financieros denominados cuentas por cobrar y por pagar, como se definen en los estándares contables. Lo anterior, debido a que la liquidación de los mismos es de corto plazo, por lo que no se considera que exista un riesgo de mercado. La mayoría de estos instrumentos se encuentran referenciados al precio de los hidrocarburos.

En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y contrastados con los límites máximos aplicables a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

El VaR global promedio asociado al riesgo de mercado sobre *commodities* de PMI-TRD al 31 de diciembre de 2014, 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\$ (15,007); con un nivel mínimo de US\$ (4,554) registrado el 12 de diciembre y un máximo de US\$ (25,396) registrado el 26 de septiembre. 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. Para disminuir este riesgo, PEMEX monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y estima a su vez la exposición por riesgo de crédito de los IFD. Asimismo, PEMEX realiza operaciones 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.

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 en swaps contratados para cubrir la exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas, cuatro de los cuales se activaron en 2013 y tres durante 2014. 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 2014 se contrataron tres operaciones en euros con dichas características.

De acuerdo con la norma NIIF13 - "Medición del Valor Razonable", el valor razonable o MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se 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.

Adicionalmente, con el fin de estimar la exposición crediticia a cada una de sus contrapartes financieras, se realizó el cálculo de la exposición potencial mediante la proyección de los distintos factores de riesgo utilizados en la valuación de cada IFD para la estimación del MTM a distintos plazos, considerando las cláusulas de mitigación de riesgo de crédito.

A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Pemex Corporativo

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A+	0	0	0	0	102	0	0
A	0	1	25	27	19	17	0
A-	0	61	99	91	86	83	0
BBB+	37	123	235	250	141	21	25
BBB	0	233	534	691	420	376	393

Cifras en millones de USD

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2014, 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	\$ <u>36.25</u>

*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 2014 PEMEX mantiene una inversión en una nota estructurada ligada a riesgo UMS (*United Mexican States*) y emitida por una institución financiera estadounidense con calificación BBB con vencimiento en junio de 2016 por un valor nominal de US\$ 108,000. Periódicamente PEMEX monitorea la calidad crediticia del emisor y del subyacente con el fin de cuantificar la exposición al riesgo de crédito inherente a esta nota.

Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD, Pemex Gas y Petroquímica Básica ha disminuido significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

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

Al 31 de diciembre de 2014, la cartera vencida de las ventas de gas natural de los sectores industrial y distribuidor representó menos del 1.00% de las ventas totales de PGPB.

Al 31 de diciembre de 2014, PGPB mantiene operaciones con IFD con 24 clientes, de los cuales 23 son clientes industriales (96%), 0 son distribuidores (0%) y uno es mixto (4%). Con los clientes industriales se tiene el 98% del volumen total (MMBtu) de IFD, con los distribuidores el 0% y con el cliente mixto el 2%.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no existe saldo a favor de PGPB por colaterales enviados a Mex Gas Supply, S.L., la filial de PGPB. Esto se debe a dos efectos: i) el precio del gas natural respecto a los precios pactados en las operaciones de cobertura ha mantenido el valor razonable por debajo de los límites establecidos en las líneas de crédito; ii) conforme los IFD fueron venciendo mes a mes, los clientes nacionales fueron pagando los resultados correspondientes a PGPB, quien a su vez utilizó estos recursos para 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 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

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A	0.04	0.8	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
A-	0.07	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
BBB+	0.02	1.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
BBB	0.001	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

*Cifras en Millones de USD

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

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, 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 diciembre de 2015 y noviembre de 2019, respectivamente; y dos en dólares por US\$ 1,250,000 cada una, con vencimientos en diciembre de 2016 y octubre de 2017, respectivamente.

Finalmente, para el diseño de estrategias de inversión de sus portafolios, PEMEX selecciona los horizontes considerando los requerimientos de flujo en cada divisa a fin de mantener la disponibilidad de los recursos.

Por otro lado, en el Grupo PMI, el riesgo de liquidez está mitigado a través de diversos mecanismos; el más importante es la Tesorería Centralizada o "In House Bank", la cual tiene acceso a una línea sindicada de hasta US \$ 700,000 y excesos de capital en custodia. Adicionalmente, las empresas del Grupo PMI cuentan con acceso a líneas de crédito bilaterales con instituciones financieras hasta por un monto de US \$ 600,000.

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 2014 y 2013.

- Para las obligaciones de deuda, estas tablas presentan los flujos de efectivo del capital y tasas de interés promedio ponderadas para la deuda a tasa fija.
- Para swaps de tasa de interés y swaps de moneda, estas tablas presentan el monto del nocional y el promedio ponderado de las tasas de interés esperadas (de acuerdo a lo contratado) a la fecha de vencimiento.
- Las tasas variables promedio ponderadas están basadas en las tasas forward implícitas en la curva de rendimiento en la fecha de reporte.
- Para gas natural, el volumen se presenta en millones de British thermal units (MMBtu), y el promedio fijado y precios de ejercicio son presentados en dólares por MMBtu.
- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Reuters y Bloomberg. Respecto a gas natural, las curvas forward se obtienen de la plataforma de KiodeX Risk Workbench.
- Los precios utilizados en las transacciones comerciales y en los IFD de PMI-TRD son índices publicados por fuentes reconocidas y ampliamente utilizadas en el mercado internacional, como los son CME-NYMEX, Platts, Argus, entre otros.
- El valor razonable se calcula de manera interna, descontando con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original.
- Para todos los instrumentos, las tablas muestran los términos de los contratos, con la finalidad de determinar flujos futuros, de acuerdo con sus fechas de 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 2014 ⁽¹⁾

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Pasivos								
Deuda vigente								
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%	-
Total de deuda a tasa fija	27,340,322	33,108,623	32,380,048	66,056,363	64,128,326	593,020,226	816,033,908	888,678,175
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
Total de deuda a tasa variable	104,854,156	60,983,937	46,338,044	21,015,084	26,728,037	53,625,599	313,544,857	315,816,451
Deuda total	\$ 132,194,479	\$ 94,092,560	\$ 78,718,092	\$ 87,071,447	\$ 90,856,363	\$ 646,645,825	\$ 1,129,578,765	\$ 1,204,494,626

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 la deuda al 31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	\$ 18,827,853	\$ 30,599,245	\$ 8,012,990	\$ 7,282,939	\$ 54,091,020	\$ 304,856,256	\$ 423,670,303	\$ 447,282,809
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	5.4470%	-
Tasa fija (yenes)	1,128,140	1,128,140	726,869	363,422	-	3,735,000	7,081,571	7,714,998
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	2.9070%	-
Tasa fija (libras)	-	-	-	-	-	7,528,128	7,528,128	10,022,857
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	8.2500%	-
Tasa fija (pesos)	-	9,500,000	7,498,990	-	-	51,230,219	68,229,209	72,738,704
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	8.1873%	-
Tasa fija (UDI)	-	-	-	-	-	26,746,411	26,746,411	25,295,383
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	3.6143%	-
Tasa fija (euros)	500	46	15,316,513	21,511,809	-	41,245,103	78,073,971	88,219,672
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	4.9780%	-
Tasa fija (francos suizos)	7,352,900	-	-	-	-	4,403,283	11,756,183	12,200,636
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	3.1255%	-
Tasa fija (dólares australianos)	-	-	-	1,747,544	-	-	1,747,544	1,917,297
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	6.1250%	-
Total de deuda a tasa fija	27,309,393	41,227,431	31,555,362	30,905,714	54,091,020	439,744,400	624,833,320	665,392,357
Tasa variable (dólares)	25,497,804	14,778,763	38,952,740	12,424,670	13,994,202	15,177,965	120,826,144	123,407,193
Tasa variable (yen)	2,608,275	-	-	-	-	7,968,000	10,576,275	10,995,410
Tasa variable (euros)	4,779,803	-	-	-	-	-	4,779,803	5,041,659
Tasa variable (pesos)	20,666,667	9,118,368	11,094,119	23,442,426	-	6,088,290	70,409,870	71,159,977
Total de deuda a tasa variable	53,552,549	23,897,131	50,046,859	35,867,096	13,994,202	29,234,255	206,592,092	210,604,238
Deuda total	\$ 80,861,942	\$ 65,124,562	\$ 81,602,221	\$ 66,772,810	\$ 68,085,222	\$ 468,978,655	\$ 831,425,412	\$ 875,996,595

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

Fuente: PEMEX

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2014 ^{(1) (2)}

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Instrumentos de Cobertura ^{(2) (4)}								
IFD de tasa de interés								
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	\$ 19,763,046	\$ (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.
IFD de divisas								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
(En miles de acciones)								(En miles de pesos nominales)
IFD de Activo/Patrimonio								
Opciones sobre acciones de Repsol, S. A.	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos Contratados con Fines de Negociación								
IFD de Activo/Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Swaps de Activos sobre acciones de Repsol, S. A.	-	-	-	-	-	-	-	-

N.A. = no aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla 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.

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2013 ^{(1) (2)}

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 en adelante	Valor nacional total	Valor razonable
Instrumentos de Cobertura(2)(4)								
IFD de tasa de interés								
Swaps de tasa de interés (dólares americanos)								
Variable a fija	\$ 903,252	\$ 1,155,684	\$ 1,163,103	\$ 1,171,060	\$ 1,179,378	\$ 5,907,161	\$ 11,479,638	\$ 36,019
Tasa de pago promedio	4.31%	3.80%	3.88%	3.96%	4.04%	3.51%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	1.66%	1.46%	2.64%	4.17%	5.36%	6.03%	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.
IFD de divisas								
Swaps de moneda								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	-	-	13,449,180	22,464,185	-	41,205,171	77,118,535	1,153,442
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	3,691,887	1,076,589	674,237	337,110	-	14,355,308	20,135,132	(3,016,981)
Recibe libras esterlinas/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	8,322,630	8,322,630	90,303
Recibe UDI/ Paga pesos	-	-	-	-	-	26,174,756	26,174,756	434,082
Recibe Francos Suizos/ Paga Dólares americanos	6,257,431	-	-	-	-	4,296,391	10,553,822	1,132,123
Recibe Dólares Australianos/ Paga Dólares americanos	-	-	-	2,032,873	-	-	2,032,873	(178,770)
Forward de tipo de cambio Recibe Euros/ Paga Dólares americanos	4,800,666	-	-	-	-	-	4,800,666	158,144
(En miles de acciones)								(En miles de pesos nominales)
IFD de Activo/Patrimonio								
Opciones sobre acciones de Repsol, S. A.	19,068	-	-	-	-	-	19,068	101,458
Instrumentos Contratados con Fines de Negociación								
IFD de Activo/Patrimonio								
Swaps de Activos sobre acciones de Repsol, S. A.	67,970	-	-	-	-	-	67,970	545,379

N.A. = no aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

- (1) La información en esta tabla ha sido calculada usando un tipo de cambio al 31 de Diciembre de 2013 de \$ 13.0765 = US\$1.00 y \$18.0194 = 1.00 euro.
- (2) La Administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.
- (3) Los números positivos representan un valor razonable favorable a PEMEX.
- (4) Las políticas y procedimientos de administración de riesgos del Grupo PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos, sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.

B. Valor razonable de los instrumentos financieros derivados

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

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

Derivados implícitos por el componente de moneda no funcional

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 2014, 2013 y 2012 no se han reconocido efectos por derivados implícitos por moneda.

Tratamiento contable

PEMEX utiliza los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compromisos en firme, transacciones pronosticadas y a sus activos o pasivos reconocidos en el estado de situación financiera. Sin embargo, algunos de estos IFD no cumplen con los requerimientos estrictos de la norma contable para ser designados formalmente como instrumentos con fines de cobertura bajo alguno de los modelos de contabilidad de cobertura permisibles, por lo cual se contabilizan, para propósitos de reconocimiento, presentación y revelación, como operaciones con fines de negociación, aunque económicamente los flujos de efectivo generados por estos instrumentos se compensarán, eminentemente en el tiempo, con los flujos a generar por los activos o a liquidar por los pasivos a los cuales se encuentran asociados y por ende, todo el cambio en el valor razonable de estos instrumentos afecta directamente el rubro (pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto, dentro de los resultados del ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el valor razonable neto de los IFD vigentes o posiciones abiertas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$ (15,897,184) y \$ 457,158 , respectivamente. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nominal de los IFD del tipo OTC (over the counter), vigentes o posiciones abiertas al 31 de diciembre de 2014 y 2013, considerados por las razones antes expuestas, como operaciones con fines de negociación. Debe hacerse notar que:

- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Reuters y Bloomberg. Respecto a gas natural, las curvas forward se obtienen de la plataforma de 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 2014		31 de diciembre de 2013	
		Valor Nocional	Valor Razonable	Valor Nocional	Valor Razonable
Swaps de activos	PEMEX paga flotante en USD y recibe rendimiento total sobre acciones de Repsol, S. A.	\$ -	\$ -	\$ 21,751,402	\$ 545,379
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	17,569,613	(180,074)	9,807,375	100,454
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nocional en UDI.	16,105,371	(52,769)	16,105,371	(195,500)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	10,069,385	1,055,122	10,069,385	629,582
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	5,902,248	(630,769)	6,320,558	3,519
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 3M + spread y recibe flotante en JPY Libor 3M + spread.	-	-	2,615,300	(14,337)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.	12,605,125	(4,433,763)	11,199,274	(3,006,164)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	108,191,665	(11,254,375)	77,118,535	1,153,442
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	9,367,374	61,391	8,322,630	90,303
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	4,835,719	(306,266)	10,553,822	1,132,123
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en AUD.	2,017,838	(82,070)	2,032,873	(178,770)
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	(182,948)	40,450	(97,301)	5,731
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	179,087	(36,852)	95,493	(3,965)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	170,182	1,843	415,243	23,928
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	(170,182)	(1,823)	(415,380)	(23,755)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	1,693,433	(77,229)	1,672,263	(64,435)
Forward de tipo de cambio	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR	-	-	4,800,666	158,144
Opciones sobre acciones	PEMEX compra put, vende call y compra call	-	-	19,068,080 acciones	101,458
Subtotal			<u>\$ (15,897,184)</u>		<u>\$ 457,138</u>

IFD	Mercado	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros	Bursátil	(1.7)	\$ 118,140	1.83	\$ (117,525)
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	(6.88)	(1,831,963)	(3.95)	(58,229)

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 \$ 14.7180 y \$ 13.0765 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$17.8103 pesos por euro al 31 de diciembre de 2014 y de \$ 18.0194 pesos por euro al 31 de diciembre de 2013.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, PEMEX reconoció una utilidad (pérdida) neta de \$ (9,438,570), \$ 1,310,973 y \$ (6,257,648), 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 2014 y 2013.

		Derivados en el activo	
		Valor razonable	
		31 de diciembre	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2014	2013
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ -
Forwards	Instrumentos financieros derivados	-	158,156
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	-	119,367
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	1,845	23,930
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	991,346
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	1,520,167	5,342,656
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	40,544	5,731
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	-	100,454
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		<u>1,562,556</u>	<u>6,741,640</u>
Total activo		<u>\$ 1,562,556</u>	<u>\$ 6,741,640</u>

		Derivados en el pasivo	
		Valor razonable	
		31 de diciembre	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2014	2013
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ -
Forwards	Instrumentos financieros derivados	-	-
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	-	(17,901)
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(1,825)	(23,757)
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	(445,966)
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	(17,163,666)	(5,728,458)
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(36,946)	(3,965)
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	(257,303)	(64,435)
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		<u>(17,459,740)</u>	<u>(6,284,482)</u>
Total pasivo		<u>\$ (17,459,740)</u>	<u>\$ (6,284,482)</u>
Total IFD neto		<u>\$ (15,897,184)</u>	<u>\$ 457,158</u>

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 2014, 2013 y 2012, 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	
		2014	2013
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	\$ -	\$ -
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(146,415)	186,857
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,696,862	(129,329)
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(93,715)	(1,241,765)
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,535	3,587
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	2,402,992	4,726,258
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(15,815,498)	(2,166,762)
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,977	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	(492,308)	58,744
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	(46,548)
Total		\$ (9,438,570)	\$ 1,310,973
		2012	
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	\$ -	
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(120,753)	
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(1,098,645)	
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	1,418,503	
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	6,402	
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(7,211,961)	
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	664,773	
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	1,472	
Swaps de petrolíferos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(130,662)	
Swaps de propano	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	205,366	
Swaps de tasa de interés	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(103,123)	
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	110,980	
Total		\$ (6,257,648)	

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 2014 y 2013:

	Jerarquía del valor razonable			Total al 31 de diciembre de
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Activos:				2014
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
Pasivos:				
Instrumentos financieros derivados	-	(17,459,740)	-	(17,459,740)
				2013
Activos:				
Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ 6,741,640	\$ -	\$ 6,741,640
Activos financieros disponibles para la venta	17,728,490	81	-	17,728,571
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	-	16,779,501	-	16,779,501
Pasivos:				
Instrumentos financieros derivados	-	(6,284,482)	-	(6,284,482)

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 2014 y 2013, en términos nominales, se muestra en la siguiente tabla:

	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 117,988,528	\$ 117,988,528	\$ 80,745,719	\$ 80,745,719
Cuentas por cobrar y otros	114,422,967	114,422,967	122,512,011	122,512,011
Pasivos:				
Proveedores	116,178,295	116,178,295	106,745,193	106,745,193
Cuentas y gastos acumulados por pagar	12,235,005	12,235,005	14,194,719	14,194,719
Porción circulante de la deuda a largo plazo	145,866,217	145,866,217	90,676,943	90,676,943
Deuda a largo plazo	997,384,286	1,072,299,323	750,563,471	795,134,654

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

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

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

La información relativa a los rubros de Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, Cuentas por cobrar y otros, Activos financieros disponibles para la venta, Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y Deuda se detalla en las siguientes Notas, respectivamente:

- Nota 5, Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido.
- Nota 6, Cuentas por cobrar y otros.
- Nota 8, Activos financieros disponibles para la venta.
- Nota 9, Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas.
- Nota 12, Deuda.

14. Beneficios a los empleados

PEMEX tiene establecidos planes de beneficios definidos para el retiro de sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo. PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos independientes y que incluyen servicio médico y ayudas otorgadas en efectivo a jubilados y sus beneficiarios.

PEMEX cuenta con Fideicomisos para el fondeo de los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto programable) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones del propio Fideicomiso.

Las modificaciones realizadas en el Decreto de Reforma Energética, no afectarán en forma alguna los derechos de los trabajadores en activo ni los de sus jubilados y pensionados.

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

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del año	\$ 1,455,240,835	\$ 1,106,039,249
Pasivo por otros beneficios a largo plazo	<u>18,847,693</u>	<u>13,168,621</u>
Pasivo por beneficios definidos al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera	<u>\$ 1,474,088,528</u>	<u>\$ 1,119,207,870</u>

El detalle de los beneficios se muestra a continuación:

Beneficios al retiro y post empleo

	31 de diciembre	
	2014	2013
Cambios en el pasivo por beneficios definidos		
Pasivo por beneficios definidos al inicio del año	\$ 1,106,039,249	\$ 1,270,595,644
Costo de los servicios presentes	24,928,657	34,822,520
Interés neto	91,115,596	85,332,169
Pago de beneficios definidos	(4,706,804)	(3,965,258)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos financieros	264,534,833	(247,535,549)
Cambios en supuestos demográficos	25,038,336	
Por experiencia durante el ejercicio	(13,347,012)	
En activos durante el ejercicio	(321,499)	
Contribuciones al fondo	<u>(38,040,521)</u>	<u>(33,210,277)</u>
Pasivo por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,455,240,835</u>	<u>\$ 1,106,039,249</u>

Las pérdidas actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo que se registraron en otros resultados integrales acumulados en el patrimonio, fueron de \$ 408,349,268, \$ 132,292,890 y \$ 379,768,919 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente. Los efectos en las pérdidas actuariales, por esos años, se deben principalmente a los cambios en las tasas de descuento utilizadas para determinar el valor presente del pasivo por beneficios a los empleados de 6.98%, 8.45% y 6.90%, en 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

	31 de diciembre	
	2014	2013
Cambios en los activos del plan		
Activos del plan al inicio del año	\$ 4,318,429	\$ 5,049,225
Rendimiento esperado de los activos	289,053	975,488
Pagos con cargo al fondo	(39,976,258)	(34,819,235)
Contribuciones de la empresa al fondo	38,040,521	33,210,277
Ganancia / (pérdida) actuarial de activos	<u>321,499</u>	<u>(97,326)</u>
Activos del plan al final del año	<u>\$ 2,993,244</u>	<u>\$ 4,318,429</u>

	31 de diciembre	
	2014	2013
Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)		
Obligaciones por beneficios definidos al inicio del año	\$ 1,110,357,679	\$ 1,275,644,867
Costo laboral del servicio actual	24,928,657	34,677,009
Costo financiero	91,404,649	86,393,563
Costo por servicios pasados	(21,867)	(66,637)
Pagos de beneficios definidos	(44,661,195)	(38,723,945)
Ganancias y pérdidas actuariales en la OBD	<u>276,226,156</u>	<u>(247,567,178)</u>
Obligaciones por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,458,234,079</u>	<u>\$ 1,110,357,679</u>

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

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -14.63% y 18.98%, respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 25.98% y 19.40%, 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). Asimismo, es la indicada en las recomendaciones de la SHCP para valuaciones actuariales de las dependencias y entidades de la administración Pública Federal.

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

La contribución esperada para el Fondo en Fideicomiso para el próximo período asciende a \$ 42,855,475.

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

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 812,449	\$ 1,622,166
Activos financieros disponibles para la venta	1,437,384	541,262
Instrumentos de deuda	<u>743,411</u>	<u>2,155,001</u>
Suman los activos del plan	<u>\$ 2,993,244</u>	<u>\$ 4,318,429</u>

Las tablas siguientes presentan información de los activos del plan medidos a valor razonable e indican su jerarquía, conforme a lo establecido en la NIIF 13, al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

	Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2014			
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	Total
Activos del plan:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 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>
Total	<u>\$ 2,993,244</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 2,993,244</u>

	Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2013			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	\$ 1,622,166	\$ -	\$ -	\$ 1,622,166
Activos financieros disponibles para la venta	541,262	-	-	541,262
Instrumentos de deuda	<u>2,155,001</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2,155,001</u>
Total	<u>\$ 4,318,429</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 4,318,429</u>

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Tasa de incremento de los salarios	5.00%	5.10%
Tasa de incremento de las pensiones	4.50%	4.60%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	7.65%
Supuesto de inflación	4.00%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	6.98%	8.45%

Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determina considerando los bonos gubernamentales al final de cada período sobre el que se informa, cuando no existe un mercado profundo (especializado) para considerar bonos de alta calidad.

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, mismos que corresponden a la prima de antigüedad pagadera por invalidez, a la pensión post-mortem por la muerte del personal activo, así como servicio médico, gas, gasolina y canasta básica a sus beneficiarios. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de separación. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo.

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

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Cambios en el pasivo por beneficios definidos		
Pasivo por beneficios definidos al inicio del año	\$ 13,168,621	\$ 17,945,114
Costo de los servicios presentes	1,092,268	1,428,089
Interés neto	1,102,763	1,230,033
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:		
Cambios en supuestos financieros	4,927,046	(4,671,900)
Cambios en supuestos demográficos	494,054	
Por experiencia durante el ejercicio	(1,937,059)	(2,762,715)
Pasivo por beneficios definidos al final del año	\$ 18,847,693	\$ 13,168,621

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Tasa de incremento de los salarios	5.00%	5.10%
Supuesto de inflación	4.00%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	6.98%	8.45%

Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determina considerando los bonos gubernamentales al final de cada período sobre el que se informa, cuando no existe un mercado profundo (especializado) para considerar bonos de alta calidad.

15. Provisión para créditos diversos

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Provisión gastos taponamiento de pozos (ver Nota 10)	\$ 52,460,749	\$ 46,118,080
Provisión juicios en proceso (ver Nota 22)	19,787,440	17,624,737
Provisión gastos protección ambiental (ver Nota 22)	6,174,754	5,466,581
	\$ 78,422,943	\$ 69,209,398

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	
	2014	2013
Saldo al inicio del año	\$ 46,118,080	\$ 48,153,060
Incremento de la provisión contra el activo fijo	(2,698,564)	3,518,799
Tasa de descuento contra resultados	9,169,327	(5,240,305)
Aplicación de la provisión	(128,094)	(313,474)
Saldo al final del año	\$ 52,460,749	\$ 46,118,080

	Juicios en proceso	
	31 de diciembre	
	2014	2013
Saldo al inicio del año	\$ 17,624,737	\$ 9,977,366
Incremento de la provisión contra resultados	3,374,049	8,722,029
Disminución de la provisión contra resultados	(1,145,623)	(324,607)
Aplicación de la provisión	(65,723)	(750,051)
Saldo al final del año	\$ 19,787,440	\$ 17,624,737

	Gastos ambientales	
	31 de diciembre	
	2014	2014
Saldo al inicio del año	\$ 5,466,581	\$ 5,672,368
Incremento de la provisión contra resultados	2,618,389	534,574
Reversión de la provisión	(1,054,310)	(208,307)
Aplicación de la provisión	(855,906)	(532,054)
Saldo al final del año	\$ 6,174,754	\$ 5,466,581

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.

16. Revelaciones al estado de flujo de efectivo

Las siguientes partidas no representan flujo de efectivo:

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Activos financieros disponibles para la venta	\$ (765,412)	\$ 4,453,495	\$ (10,125,874)
Efecto en el patrimonio de beneficios a empleados	(275,962,370)	247,376,029	(364,878,859)
Costo neto del período del pasivo laboral	121,723,328	115,339,689	96,602,337
Contratos de obra pública financiada	3,207,947	3,042,876	7,523,603
Efecto acumulado por conversión	11,379,657	2,240,643	(1,838,242)
Intereses devengados no pagados	3,856,736	817,261	389,773

17. Impuestos, derechos y aprovechamientos

En 2014, el régimen fiscal aplicable a PEP estaba establecido en la Ley Federal de Derechos (LFD) y para los otros Organismos Subsidiarios estaba regulado en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2014:

En 2014, el régimen fiscal de PEP consistía en los siguientes Derechos:

a. Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH)

La tasa aplicable en 2014 y 2013 fue del 71.5%. La base para el cálculo de este derecho era el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año, menos las deducciones permitidas en la LFD (incluyen parte de las inversiones, más algunos costos, gastos y derechos).

De acuerdo con el pago provisional del mes de diciembre de 2014, PEP causó DOSH por un total de \$ 643,383,550, quedando un saldo a favor por \$11,356,201. Durante 2013 este derecho causó \$ 717,343,752 y \$ 2,427,177, por declaraciones complementarias de ejercicios anteriores.

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 crudo exportado exceda los US\$ 22. La tasa aplicable será del 1% al 10%, dependiendo del precio promedio, cuyo tope será de US\$ 31 precio a partir del cual se pagará la tasa del 10%. La recaudación anual generada estaba destinada al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.

c. Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo (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 crudo mexicano y el precio considerado en la estimación de los ingresos de la Federación del ejercicio (US\$ 85 en 2014 y US\$ 86 en 2013), precio considerado en la Ley de Ingresos de la Federación, por el volumen total de exportación acumulado de petróleo crudo mexicano. El DESEP efectivamente pagado 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 y 2013 fue del 0.65% sobre el valor anual del petróleo crudo 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 y 2013 fue del 0.003% sobre el valor anual del petróleo crudo 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 y 2013 este derecho se causó aplicando una tasa fija del 15% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído de cada uno de los campos señalados en la LFD, siendo 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 y 2013 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 y 2013 este derecho se causó aplicando una tasa del 30% a la diferencia que resultó entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate y las deducciones permitidas por la LFD (parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos).

Cuando la producción acumulada del campo de que se trate era mayor a 240 millones de barriles de petróleo crudo 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 crudo 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 y 2013 los montos actualizados fueron de US\$ 36.86 y US\$ 36.77, respectivamente.

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

h. Derecho adicional sobre hidrocarburos (DASH)

Para 2014 PEP estaba obligado al pago anual cuando el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate sea mayor a US\$ 60. Este último monto se actualizaba cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los E.U.A. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 los montos actualizados fueron de US\$ 68.04 y US\$ 67.88.

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 crudo 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 crudo equivalente extraído en el campo de que se trate en el año.

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

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

La tasa aplicable para 2014 fue del 0.03% sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. El valor de estos productos se calculaba de acuerdo con lo establecido para el régimen general (DOSH). La recaudación se destinó a cubrir el presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

j. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

El IEPS es un impuesto indirecto sobre las ventas internas de gasolinas y diésel que PR recauda en representación del Gobierno Federal. 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 de 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 existiese todavía excedente, contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, el efecto de la tasa negativa del IEPS reconocido como otro ingreso fue de \$ 43,108,707, \$ 94,466,039 y \$ 214,102,498, respectivamente.

k. 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:

l. Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)

El IRP, aplicable a Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, excepto PEP, se calculó aplicando la tasa del 30% sobre el excedente de la totalidad de ingresos menos las deducciones autorizadas, de acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación (LIF) vigente al 31 de diciembre de 2014 y 2013. Petróleos Mexicanos considera 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	2012
IRP causado	\$ 5,086,841	\$ 4,705,201	\$ 3,176,510
IRP diferido (1)	<u>(23,822,142)</u>	<u>(917,658)</u>	<u>(783,591)</u>
Total de IRP	\$ <u>(18,735,301)</u>	\$ <u>3,787,543</u>	\$ <u>2,392,919</u>

(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.

Los principales conceptos que originaron el saldo del pasivo por IRP diferido fueron:

	<u>31 de diciembre</u> <u>2013</u>
IRP diferido activo:	
Anticipos de clientes	\$ 50,895
Provisiones para juicios y otros	103,282
Reserva de gasto de protección ambiental	178,830
Valuación de cuentas por cobrar	67,317
Valuación de inventarios	<u>96,852</u>
Total de activo diferido	497,176
Reserva de valuación	<u>(263,304)</u>
IRP activo diferido, netos	233,872
IRP diferido (pasivo):	
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	<u>(23,903,298)</u>
IRP diferido pasivo	<u>(23,903,298)</u>
Pasivo a largo plazo, neto	<u>\$ (23,669,426)</u>

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>	<u>2012</u>
Gasto "esperado"	\$ (5,065,075)	\$ 54,674,666	\$ 5,945,580
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	4,182,641	2,736,501	(835,493)
Cancelación de impuesto diferido	(23,822,142)	-	-
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	1,116,630	(1,360,929)	(813,093)
Participación en inversiones	(3,129,801)	(52,276,542)	(3,070,490)
Gastos no deducibles	5,367,726	130,377	809,303
Otros, neto	<u>2,614,720</u>	<u>(116,530)</u>	<u>357,112</u>
Gasto por impuestos al rendimiento	<u>\$ (18,735,301)</u>	<u>\$ 3,787,543</u>	<u>\$ 2,392,919</u>

m. Impuesto sobre la Renta

Algunas compañías subsidiarias son sujetas de la Ley del ISR y del IETU, y se causa el que resulte mayor entre el ISR y el IETU. El IETU fue abrogado a partir del 1 de enero de 2014.

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 2014, 2013 y 2012, dichas compañías generaron ISR como se muestra a continuación:

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
ISR causado	\$ 4,673,476	\$ 4,641,531	\$ 1,664,257
ISR diferido	<u>(775,506)</u>	<u>(889,301)</u>	<u>190,852</u>
Total ISR (1)	\$ <u>3,897,970</u>	\$ <u>3,752,230</u>	\$ <u>1,855,109</u>

- (1) Debido a la abrogación del IRP, este importe es presentado dentro del rubro e impuestos a la utilidad en el estado consolidado de resultados integral.

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
ISR diferido activo:		
Provisiones	\$ 17,240,794	\$ 732,499
Pasivo laboral	125,443,124	183,009
Anticipo de clientes	895,316	127,245
Pasivos acumulados	3,752,712	20,524
Cuentas incobrables	215,618	24,666
Instrumentos financieros derivados	-	102,131
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar (1)	<u>2,043,202</u>	<u>1,069,216</u>
ISR diferido activo	149,590,766	2,259,290
Reserva de valuación (2)	<u>(145,448,148)</u>	<u>-</u>
ISR diferido activo, neto	<u>4,142,618</u>	<u>2,259,290</u>
ISR diferido (pasivo):		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo (3)	(2,233,275)	(2,077,648)
Otros	<u>(2,082,667)</u>	<u>(1,078,752)</u>
ISR diferido (pasivo)	<u>(4,315,942)</u>	<u>(3,156,400)</u>
Pasivo a largo plazo, neto	\$ <u>(173,324)</u>	\$ <u>(897,110)</u>

- (1) Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen vencimiento en el año 2024.
- (2) Debido a que se estima que no se generen utilidades fiscales en ejercicios futuros, se reconoció una reserva de valuación de ISR diferido activo
- (3) Para determinar el valor fiscal de los activos fijos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, 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		
	2014	2013	2012
Gasto "esperado"	\$ 272,457	\$ 4,445,349	\$ 1,422,051
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	4,020,358	(106,974)	(30,714)
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	1,116,630	(34,860)	278,347
Gastos no deducibles	2,437,778	72,841	2,107
Otros, neto (1)	(3,949,253)	(624,126)	183,318
Gasto por impuesto sobre la renta	\$ 3,897,970	\$ 3,752,230	\$ 1,855,109

- (1) 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 \$ (51,720), \$ 159,518 y \$ 267,215 en 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

Nuevo régimen fiscal

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, los cuales entraron en vigor el 1º de enero de 2015.

Los principales cambios respecto del régimen fiscal anterior son los siguientes:

- Se derogan los nueve derechos DOSH, DEIME, DEFIPE, DSHFE, DESEP, DSEH, DESH, DASH y DRSEEH.
- Para efectos de las Asignaciones para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se está obligado al pago de:
 - Derecho por la Utilidad Compartida (DUC). Al 1 de enero de 2015, se determinará 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 establecerá una tasa de 65%.
 - 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.
 - Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH). Se hará un pago mensual al Gobierno Federal de \$ 1,150 por Km2 de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a \$ 2,750 por Km2 por cada mes adicional que el área no esté produciendo. Estas cantidades serán actualizadas anualmente de conformidad con el INPC.
- 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.
 - 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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

Asimismo, bajo el nuevo régimen fiscal, PEMEX continuará sujeto al IEPS a beneficio de entidades federativas, municipios y demarcaciones territoriales y al IEPS sobre combustibles fósiles.

- A partir del ejercicio fiscal de 2015 Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios y/o sus empresas productivas subsidiarias causarán el ISR de acuerdo a las disposiciones vigentes y se abroga el IRP.

18. Patrimonio (déficit)

a. Patrimonio permanente

El 31 de diciembre de 1990, cierta deuda de Petróleos Mexicanos, al Gobierno Mexicano, fue capitalizada como patrimonio. Esta capitalización ascendió a \$ 22,334,195 en términos nominales y fue autorizada por el Consejo de Administración. En diciembre de 1997, el Consejo de Administración y el Gobierno Federal acordaron una reducción al patrimonio en relación con los Certificados de Aportación "A", mediante un pago en efectivo al Gobierno Federal por \$ 12,118,050. Al 31 de diciembre de 2012, el valor de los Certificados de Aportación "A" fue de \$ 49,604,835 (valor histórico de \$ 10,216,145 más los Certificados de Aportación "A" que fueron aportados antes de la capitalización de diciembre de 1990 \$ 6,318 y un incremento por actualización de \$ 39,382,372). 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.

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"	\$ 10,222,463
Incremento por actualización, hasta diciembre de 2007	<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	114,604,835
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2014	<u>20,000,000</u>
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2014	<u>\$ 134,604,835</u>

b. Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos

El 16 de diciembre de 2013, el Gobierno Federal retiró \$ 65,000,000 del patrimonio de PEMEX. El 19 de diciembre de 2013, el Consejo de Administración reconoció el retiro realizado por el Gobierno Federal. Dicho retiro fue registrado como disminución en las Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos en el rubro correspondiente en el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit).

En diciembre de 2013, el Gobierno Federal aportó la cantidad de \$ 1,583,100 al Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos ("FEIIP"). Esta contribución se registró en las Aportaciones del Gobierno de Federal a Petróleos Mexicanos en el rubro correspondiente del estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit) por el año terminado al 31 de diciembre de 2013.

En 2013, el Gobierno Federal autorizó una aportación de \$ 2,000,000 al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros ("FEIPEMEX"). Este importe se pagó al FEIPEMEX hasta el 27 de enero de 2014, y por lo tanto fue reconocido como una Contribución Suscrita no exhibida en el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit) por el año terminado al 31 de diciembre de 2013.

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. En 2013, la reserva legal se incrementó en \$ 24,370 debido a la consolidación de nuevas empresas.

d. Pérdidas acumuladas

PEMEX ha incurrido en pérdidas acumuladas en los últimos años. Aún y cuando, la Ley de Concursos Mercantiles no le es aplicable a Petróleos Mexicanos ni a los Organismos Subsidiarios 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, 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. Al cierre del 31 de diciembre de 2014 PEMEX tuvo un patrimonio negativo de \$ 767,720,854. Actualmente PEMEX se encuentra en el proceso de implementar una reorganización que le permita operar más eficientemente, y se espera que los beneficios que se deriven de la reforma energética sean graduales. Por el momento, PEMEX continúa desarrollando las reservas que le fueron asignadas en la Ronda Cero y está evaluando las oportunidades que presenten las subsecuentes rondas, incluso a través de asociaciones.

e. Participación no controladora

El 1 de julio de 2005, PEMEX celebró un contrato de opciones que no ha sido ejercido con el Banco Privado BNP Paribas y Trust Cayman Ltd. para adquirir el 100% de las acciones de PEMEX Finance Ltd. Como resultado de lo anterior, los resultados financieros de PEMEX Finance Ltd., se incluyen en estos estados financieros consolidados de PEMEX. Por lo anterior, bajo IFRS el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit) y el estado consolidado de resultados integrales presentan la participación no controladora, debido al hecho de que PEMEX no posee en la actualidad ninguna de las acciones de PEMEX Finance, Ltd.

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) y el estado consolidado de resultados integrales presentan la participación no controladora de éstas.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la participación no controladora en el patrimonio (déficit) fue de \$ 344,818 y \$ 503,882, respectivamente.

19. Otros ingresos y gastos

Los otros ingresos y gastos se integran por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 como se muestra a continuación:

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Efecto de la tasa negativa del IEPS (ver nota 17-j.)	\$ 43,108,707	\$ 94,466,039	\$ 214,102,498
Otros	7,722,388	8,184,140	6,284,045
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.	3,031,159	2,159,847	2,052,818
Adhesión y mantenimiento de franquicias	1,055,753	999,491	930,140
Total de otros ingresos	54,918,007	105,809,517	223,369,501
Otros gastos	(11,479,781)	(13,634,477)	(13,190,572)
Siniestros	(5,885,829)	(2,039,355)	(1,159,966)
Total de otros gastos	(17,365,610)	(15,673,832)	(14,350,538)
Otros ingresos, neto	\$ 37,552,397	\$ 90,135,685	\$ 209,018,963

20. 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 PR 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	20%
	(hijo de Lic. Pedro Joaquín Coldwell)	
	CC. Nassim Joaquín Delbouis	20%
	(hijo de Lic. Pedro Joaquín Coldwell)	
Planta de Combustible Cozumel, S. A. de C. V. (distribuidor).	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	40%
	CC. Fausto Nassim Joaquín Ibarra	60%
	(padre de Lic. Pedro Joaquín Coldwell)	
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	20%
	(sobrino de Lic. Pedro Joaquín Coldwell)	
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 PR otorga a todos sus franquiciatarios.

Remuneración de consejeros y principales funcionarios

El monto de los beneficios de corto plazo pagados a los principales funcionarios de PEMEX durante los ejercicios fiscales terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, ascendió aproximadamente a \$ 173,903, \$ 174,800 y \$ 167,800 respectivamente. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la Nota 14. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros profesionales, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2014, 2013 y 2012 se efectuaron pagos por \$ 12,599, \$ 13,600 y \$ 13,600, respectivamente a los consejeros profesionales de PEMEX con motivo del ejercicio de su cargo.

Compensaciones y prestaciones

Como prestación a los empleados, se otorgan préstamos administrativos a todos los trabajadores de conformidad con los programas establecidos en el Contrato Colectivo y en el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, respectivamente. Estos préstamos administrativos son otorgados a cada trabajador que sea elegible, en una cantidad que asciende hasta un máximo de cuatro meses de salario y se deducen del mismo durante un período de uno a dos años, a elección del empleado. La mayoría de los empleados de PEMEX aprovecha esta prestación. El monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a los principales funcionarios al 31 de diciembre de 2014 y 2013, fue de \$ 21,724 y \$ 23,016, respectivamente. Al 31 de marzo de 2015, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$ 20,015.

21. Compromisos

- a. PMI tiene celebrados diversos contratos para la venta de petróleo crudo en el mercado internacional con empresas del extranjero. Los términos y condiciones de los contratos son específicos para cada cliente y su duración puede ser indefinida (contratos "Evergreen") existiendo en algunos casos plazos mínimos obligatorios (contratos de largo plazo).
- b. Por otra parte se tiene un contrato de suministro de nitrógeno para el programa de mantenimiento de presión del campo Cantarell, durante 2007 se incorporó un contrato adicional para suministrar nitrógeno al campo Ku Maalob Zaap, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a \$ 9,381,047 y \$ 9,844,001, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, PEP tiene el derecho o la obligación de adquirir del proveedor la planta de nitrógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.

Los pagos futuros estimados de los ejercicios siguientes son como sigue:

<u>Año</u>	<u>Pagos</u>
2015	\$ 1,489,329
2016	969,946
2017	653,141
2018	653,391
2019	653,641
Más de 5 años	<u>4,961,599</u>
Total	<u>\$ 9,381,047</u>

- c. El Organismo tiene un contrato de suministro de nitrógeno para el mantenimiento de presión al campo Jujo Tecminoacán en la Región Sur. El contrato vence en el año 2017.

El valor estimado remanente del contrato durante la vigencia asciende a la cantidad de \$ 536,727 al 31 de diciembre de 2014 y \$ 558,718 al 31 de diciembre de 2013.

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

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

<u>Año</u>	<u>Pagos</u>
2015	\$ 189,259
2016	174,697
2017	<u>172,771</u>
Total	\$ <u>536,727</u>

- 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 2014 y 2013 es como sigue:

<u>Vencimientos</u>	<u>Pagos</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Menos de 1 año	\$ 7,570,765	\$ 12,844,758
1 a 3 años	2,588,114	4,393,704
4 a 5 años	2,539,472	4,315,245
Más de 5 años	<u>4,273,269</u>	<u>7,244,381</u>
Total	\$ <u>16,971,620</u>	\$ <u>28,798,088</u>

- e. Durante 2014 y 2013, PEP celebró contratos integrales de exploración y producción para el desarrollo de campos maduros en Altamira, Ebano, Nejo, Panuco y San Andrés localizados en la región norte y Magallanes, Santuario y Carrizo localizados en la región sur de México, respectivamente. Cada contrato tiene plazo de hasta 25 años. Los pagos a los contratistas de conformidad con los contratos integrales de exploración y producción, se harán sobre una base por barril entregado más los costos deducibles de recuperación, siempre que los pagos al contratista no superen los flujos de efectivo de PEMEX sobre el campo sujeto del contrato al que corresponda. Durante 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. Al 31 de diciembre de 2013, PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 2,060,562 y en la región sur por \$ 2,255,333.
- f. En 2012, PEP contrató la construcción de dos plataformas marinas auto elevables por un valor aproximado de US\$ 509,116. El Organismo ha otorgado un anticipo de US\$ 42,000 por cada plataforma para iniciar los trabajos de construcción, los cuales se estima tendrán una duración aproximada de dos años y el valor remanente de las plataformas se pagará a través de un arrendamiento financiero por un período 10 años, al término del cual se ejercerá la opción de compra con el pago de 1 dólar por cada plataforma para su adquisición.

- g. El valor estimado de los contratos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es como sigue:

<u>Vencimientos</u>	<u>Pagos</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Menos de 1 año	\$ 260,655,822	\$ 299,748,160
1 a 3 años	243,044,188	227,308,800
4 a 5 años	74,743,512	63,394,872
Más de 5 años	<u>92,426,015</u>	<u>69,122,378</u>
Total	<u>\$ 670,869,537</u>	<u>\$ 659,574,210</u>

22. 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 la que se menciona específicamente en esta Nota.

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la provisión para gastos a incurrir para corregir este tipo de irregularidades asciende a \$ 6,174,754 y \$ 5,466,581, 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 2014 y 31 de diciembre de 2013 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$ 19,787,440 y \$ 17,624,737, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales:

- En septiembre de 2001, CONPROCA, S.A. de C.V. ("CONPROCA"), consorcio que prestó sus servicios para la construcción de diversas obras con motivo de la reconfiguración de la Refinería de Cadereyta, presentó una demanda ante la Corte Internacional de Arbitraje (juicio arbitral No. 11760/KGA), en contra de Petróleos Mexicanos y PR. El 11 de enero de 2012, la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio notificó a las partes el laudo final de cuantificación, el cual determinó que PR y Petróleos Mexicanos deben pagar US\$ 311,178 y que CONPROCA debe pagar US\$ 29,038. El 27 de julio de 2012, PR y Petróleos Mexicanos presentaron demanda de nulidad del laudo final de cuantificación, que fue admitida en el Juzgado Décimo Primero de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal (Expediente 485/2012). El 12 de noviembre de 2013, la Juez declaró improcedente la nulidad del laudo arbitral de cuantificación sin que se condenara al pago de costas. Contra tal resolución CONPROCA y las demandadas interpusieron juicio de amparo directo, mismo que fue resuelto el 4 de julio de 2014, negando el amparo a PR y Petróleos Mexicanos. Petróleos Mexicanos y PR interpusieron recurso de revisión ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación, el cual ha sido admitido y se encuentra pendiente de resolver.

Por otra parte, el 14 de diciembre de 2011, CONPROCA interpuso demanda de reconocimiento de laudo en la Corte del Distrito Sur de Nueva York en Estados Unidos. El 17 de octubre de 2013, dicha Corte del Distrito Sur dictaminó que la acción debe ser suspendida hasta que quede firme la sentencia de cualquier tribunal mexicano que determine la validez del laudo en México. El 12 de septiembre de 2014, CONPROCA presentó moción ante la Corte de Nueva York, donde solicita al Juez ya sea: (1) requiera a Petróleos Mexicanos presentar una garantía igual al importe total del laudo final de cuantificación más intereses, como condición para continuar la suspensión del procedimiento; o (2) levantar la suspensión y confirmar los Laudos arbitrales en contra de Petróleos Mexicanos. En términos generales argumentan que la medida precautoria en México ha sido levantada, que los esfuerzos de Petróleos Mexicanos (a excepción de la revisión de la Suprema Corte) han fracasado, que la revisión de la Suprema Corte es poco probable, por tanto, debe requerirse a Petróleos Mexicanos una garantía como una condición para continuar la suspensión. El Juez, mediante orden del 12 de diciembre de 2014, concedió a CONPROCA su moción de solicitar a Petróleos Mexicanos exhiba garantía por la cantidad de USD\$ 592,926. El 29 de diciembre de 2014, Petróleos Mexicanos solicitó a la Corte de Nueva York la reconsideración de su orden de fecha 12 de diciembre 2014 en la que requiere que exhiba dicha garantía. Con fecha 6 de marzo de 2015, se presentó conjuntamente por Petróleos Mexicanos y CONPROCA, la estipulación relacionada con la forma de exhibir la carta de crédito por parte de Petróleos Mexicanos ante la Corte de Nueva York, como garantía, en cumplimiento a la orden del Juez pero sólo por la cantidad de USD\$ 435,000.

- 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 US\$ 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 ("SDCNY"). El 25 de septiembre de 2013, el Juez emitió la orden y sentencia final, mediante la cual se confirma el laudo arbitral, por lo que PEP está obligado a pagar a COMMISA US\$465,060, mismo que incluye la fianza por US\$ 106,828, ejecutada por PEP, cada parte cubrirá el 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, 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 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 sea de que sea resuelto el recurso. Por otra parte, el 22 de enero de 2013, COMMISA solicitó en Luxemburgo la confirmación de ejecución de laudo y el embargo preventivo de valores de PEP y Petróleos Mexicanos depositados en diversos bancos de ese país alegando contar con un laudo arbitral a su favor. 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 11 de febrero de 2014, PEP solicitó una extensión del plazo para la presentación de su contestación en el proceso de ejecución. El 14 de febrero de 2014 su solicitud fue concedida y se instruyó nuevas fechas para la presentación de alegatos: 25 de marzo y 5 de agosto de 2014 para PEP; y 25 de mayo y 5 de octubre de 2014 para COMMISA. 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, donde COMMISA pide 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 7 de mayo de 2015.

- 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 Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, notificada el 22 del mismo mes y año, el SAT determinó diversos créditos fiscales por un monto de \$ 4,575,208 a cargo de PEP. El 30 de noviembre de 2010, PEP promovió juicio contencioso administrativo contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, el cual fue radicado bajo el número 28733/10-17-03-7. El 20 de noviembre de 2013, se remite el expediente a la Sala Superior derivado del ejercicio de la facultad de atracción, el cual se radica en la Primera Sección bajo el número 28733/10-17-03-7/1838/13-S1-05-04. 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, a través de acuerdo de fecha 3 de septiembre de 2014, se tienen por desahogados los requerimientos formulados y se otorga término para alegatos, los cuales fueron presentados por PEP el 10 de septiembre de 2014. Por acuerdos de fecha 1° de octubre de 2014, publicados el 6 de octubre de 2014, la Sala tiene por presentados los alegatos formulados por las partes, declara cerrada la instrucción y ordena remitir los autos a la Primera Sección de la Sala Superior. Con fecha 1° de diciembre de 2014 la Primera Sección de la Sala Superior remite el expediente a la ponencia número Cinco y se turna para proyectar resolución, misma que se encuentra pendiente de emisión.
- 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 a Petróleos Mexicanos 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%. Con fecha 3 de noviembre de 2014 Petróleos Mexicanos promovió recurso de revocación en contra de la determinante del crédito fiscal, mismo que se encuentra pendiente de resolver.
- En febrero de 2010, el SAT dio a conocer a PR las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006 por las contribuciones federales, el IVA y el Impuesto a los Rendimientos Petroleros. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, el SAT determinó un crédito fiscal a cargo de PR, por la supuesta omisión en el entero de IVA, actualización, recargos y multas, por la cantidad de \$ 1,553,372. El 30 de noviembre de 2010, PR promovió juicio contencioso administrativo contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, el cual fue radicado bajo el número 28733/10-17-03-7. El 20 de noviembre de 2013, se remite el expediente a la Sala Superior derivado del ejercicio de la facultad de atracción, el cual se radica en la Primera Sección bajo el número 28733/10-17-03-7/1838/13-S1-05-04. 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, a través de acuerdo de fecha 3 de septiembre de 2014, se tienen por desahogados los requerimientos formulados y se otorga término para alegatos, los cuales fueron presentados por PR el 10 de septiembre de 2014. Por acuerdos de fecha 1° de octubre de 2014, publicados el 6 de octubre de 2014, la Sala tiene por presentados los alegatos formulados por las partes, declara cerrada la instrucción y ordena remitir los autos a la Primera Sección de la Sala Superior. Con fecha 1° de diciembre de 2014 la Primera Sección de la Sala Superior remite el expediente a la ponencia número Cinco y se turna para proyectar resolución, misma que se encuentra pendiente de emisión.

- 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. Se encuentran en trámite las apelaciones promovidas por ambas partes en contra de la sentencia de primera instancia. PGPB apeló en virtud de que no se condenó al pago de gastos y costas a la actora.
- En febrero de 2011, EMS Energy Services de México, S. de R. L. de C. V. y Energy Maintenance Services Group I. LLC demandó a PEP ante el Juzgado Tercero de Distrito de Villahermosa, Tabasco (expediente 227/2010). La parte actora reclama, entre otras 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, admitido en ambos efectos mediante acuerdo de fecha 08 de enero de 2015, el cual se encuentra pendiente de resolver.

Asimismo, el 4 de abril de 2011 PEP fue emplazado a juicio contencioso administrativo (expediente 4957/11-17-07-1) promovido por las actoras y radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, demandando la nulidad de la resolución, que contiene la rescisión del contrato referido en el párrafo anterior. Actualmente en espera de que se dicte la sentencia definitiva de primera instancia.

- El 5 de julio de 2011, PEP fue notificado de un juicio ordinario civil iniciado por Saboratto S. A. de C. V., ante el Juzgado Décimo Segundo de Distrito en Materia Civil del Distrito Federal (expediente 469/2010). La parte actora demanda, entre otras prestaciones, la responsabilidad civil, daños y perjuicios derivados de los contratos de prestación de servicios de alimentación y hotelería; así como la rescisión judicial y daño moral, entre otros, cuyo monto reclamado es de \$ 1,451,472. Se dictó sentencia de primera instancia condenando a PEP al pago de penas convencionales por un importe de \$ 12,682 y absolviendo del resto de las prestaciones. Dicha resolución fue impugnada. El recurso de apelación fue resuelto en el sentido de modificar la sentencia de primera sentencia para absolver de todas las prestaciones a PEP. La parte actora interpuso juicio de amparo contra la resolución anterior así como PEP para que se condenara al pago de gastos y costas a la actora, mismos que se encuentran pendientes de resolver.
- El 8 de julio de 2011, Compañía Petrolera La Norma S.A. presentó ante la Segunda Sala Regional Hidalgo-México del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, en Tlalnepantla, Estado de México una demanda de juicio contencioso administrativo (expediente 4334/11-11-02-6) contra el Director General de Petróleos Mexicanos y el Director de PEP, reclamando la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros por un monto de \$ 1,552,730 Mediante auto del 4 de marzo de 2013, notificado el 2 de abril de 2013, la Sala tuvo por formulada la ampliación de demanda. El 9 de abril de 2013 se notificó una nueva demanda por parte de Compañía Petrolera La Norma S. A. (No. 438/12-11-02-3) a cargo de la misma Sala, por lo que la parte demandada presentó incidente de acumulación, mismo que fue concedido el 2 de mayo de 2013. 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.

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.

23. Eventos subsecuentes

El 19 de enero de 2015 el Gobierno Federal efectuó una aportación patrimonial a Petróleos Mexicanos por un monto de \$ 10,000,000 de conformidad con la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria este pago fue reconocido como un incremento en los Certificados de Aportación "A".

Al 28 de abril de 2015, el tipo de cambio era de \$ 15.3834 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2014 por \$ 14.7180, refleja una depreciación del 4.52%.

Al 28 de abril de 2015, el precio promedio del petróleo crudo de exportación era de US\$ 54.90 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2014 por US\$ 45.45, refleja un incremento de 20.79%.

Durante el período comprendido entre el 1 de enero al 28 de abril de 2015, Petróleos Mexicanos ha realizado las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 16 de enero de 2015, se realizó un desembolso por \$ 7,000,000 de una línea de crédito bilateral con tasa TIIE 28 días más 35 puntos base y pagadera el 16 de enero de 2016.
- 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.
- 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\$ 42,000,000 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.
- 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.
- 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 i) 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 UDI's 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, reabierto el 2 de julio 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.

- El 11 de febrero de 2015, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito por un monto de US\$ 2,000,000. El 27 de febrero de 2015, solicitó US\$ 2,000,000 bajo este crédito para prepagar totalmente el préstamo de fecha 18 de noviembre de 2010.
- 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 PEP, PR y PGPB.
- Durante el período del 28 de marzo al 24 de abril de 2015, Petróleos Mexicanos emitió certificados bursátiles de corto plazo por un monto de \$ 7,500,000 a tasas fijas y flotantes y pagó \$ 2,500,000.
- 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 PEP, PGPB y PR.

Entre el 1 de enero y el 28 de abril de 2015, PMI HBV efectuó pagos de una línea de crédito revolviente por US\$ 500,000.

Al 31 de diciembre de 2014, PEMEX ha valuado y reconocido 19,557,003 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 19.31%, de € 15.54 por acción al 31 de diciembre de 2014 a € 18.54 por acción al 28 de abril de 2015.

24. Garantes Subsidiarios

La siguiente información consolidada presenta: estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013; los estados consolidados condensados del resultado integral y flujos de efectivo por los períodos terminados al 31 de diciembre 2014, 2013 y 2012 de Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y petroquímica básica 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, los Organismos subsidiarios 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-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica (los "Garantes Subsidiarios") y Pemex-Petroquímica son propiedad de Petróleos Mexicanos. Pemex-Petroquímica, 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 2014, de deuda originalmente emitida 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 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-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	\$ 2,483,988
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,750,000
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2038	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	491,175
8.625% Bonos con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	160,245
8.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	106,507
9¼% Bonos garantizados con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	107,109
9.50% Bonos garantizados con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	219,217

En la siguiente tabla se muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2014, registrado y emitido por Petróleos Mexicanos, y garantizados por Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

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

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US \$)
8.00% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	\$ 1,999,369
9¼% Bonos globales con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	9,296
9.50% Bonos globales con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	102,149
3.500% Notas con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	999,590
Notas tasa variable con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	498,570

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US \$)</u>
6.000% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	\$ 995,364
5.50% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,961,947
3.500% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,099,730
4.875% Notas con vencimiento en 2024	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,499,136
6.625% Notas con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	998,500
6.500% Bonos con vencimiento en 2041	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3,000,000
4.875% Bonos 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,097,055
5.50% Bonos con vencimiento en 2044	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,745,000
3.125% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	497,278
6.375% Bonos con vencimiento en 2045	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,999,980

Al 31 de diciembre de 2014, 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 2014

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
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
Total del activo circulante	449,129,628	939,730,789	208,408,657	(1,307,941,793)	289,327,281
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
Otros activos	1,409,235	17,769,843	3,446,186	-	22,625,264
Total del activo	<u>\$ 1,507,458,177</u>	<u>\$ 2,699,549,337</u>	<u>\$ 284,426,668</u>	<u>\$ (2,363,065,902)</u>	<u>\$ 2,128,368,280</u>
Pasivo					
Circulante:					
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
Total del pasivo circulante	981,195,290	568,985,265	84,668,732	(1,300,689,940)	334,159,347
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
Total del pasivo	2,275,523,850	2,668,639,827	254,417,489	(2,302,492,032)	2,896,089,134
Patrimonio	(768,065,673)	30,909,510	30,009,179	(60,573,870)	(767,720,854)
Total del pasivo y patrimonio	<u>\$ 1,507,458,177</u>	<u>\$ 2,699,549,337</u>	<u>\$ 284,426,668</u>	<u>\$ (2,363,065,902)</u>	<u>\$ 2,128,368,280</u>

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera 31 de diciembre de 2013

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 50,131,405	\$ 5,331,901	\$ 25,282,413	\$ -	\$ 80,745,719
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	28,693,366	34,290,219	66,270,066	-	129,253,651
Cuentas por cobrar-intercompañías	383,510,275	821,836,275	96,867,309	(1,302,213,859)	-
Inventarios	659,252	31,460,831	24,794,417	-	56,914,500
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	17,728,571	-	17,728,571
Total del activo circulante	462,994,298	892,919,226	230,942,776	(1,302,213,859)	284,642,441
Cuentas por cobrar a largo plazo-intercompañías	737,649,602	2,938,490	4,687,346	(745,275,438)	-
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	416,044,158	5,971,793	10,791,945	(416,028,395)	16,779,501
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	9,666,204	1,670,030,799	41,881,738	-	1,721,578,741
Impuestos diferidos	-	233,872	2,259,290	-	2,493,162
Efectivo restringido	1,620,091	6,081,707	-	-	7,701,798
Otros activos	1,181,797	10,504,660	2,508,253	-	14,194,710
Total del activo	<u>\$ 1,629,156,150</u>	<u>\$ 2,588,680,547</u>	<u>\$ 293,071,348</u>	<u>\$ (2,463,517,692)</u>	<u>\$ 2,047,390,353</u>
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	\$ 67,909,431	\$ 8,933,827	\$ 13,833,685	\$ -	\$ 90,676,943
Cuentas por pagar - intercompañías	760,642,526	466,591,441	67,538,205	(1,294,772,172)	-
Otros pasivos circulantes	18,238,388	127,336,814	22,938,687	-	168,513,889
Total del pasivo circulante	846,790,345	602,862,082	104,310,577	(1,294,772,172)	259,190,832
Deuda a largo plazo	732,584,613	9,294,300	8,684,558	-	750,563,471
Cuentas por pagar a largo plazo-intercompañías	2,938,487	744,839,772	4,811,537	(752,589,796)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	232,593,227	871,015,524	119,273,939	-	1,222,882,690
Total del pasivo	1,814,906,672	2,228,011,678	237,080,611	(2,047,361,968)	2,232,636,993
Patrimonio	(185,750,522)	360,668,869	55,990,737	(416,155,724)	(185,246,640)
Total del pasivo y patrimonio	<u>\$ 1,629,156,150</u>	<u>\$ 2,588,680,547</u>	<u>\$ 293,071,348</u>	<u>\$ (2,463,517,692)</u>	<u>\$ 2,047,390,353</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	64,245,159	6,055,328	6,426,288	(65,288,193)	11,438,582
Total de ingresos	64,264,157	2,219,931,020	1,114,913,508	(1,812,380,811)	1,586,727,874
Costo de ventas	2,663,293	1,513,364,738	1,108,344,990	(1,759,092,541)	865,280,480
Rendimiento bruto	61,600,864	706,566,282	6,568,518	(53,288,270)	721,447,394
Otros (gastos) ingresos, neto	514,056	36,518,256	778,682	(258,597)	37,552,397
Gastos de distribución, transportación y venta	-	34,095,556	1,555,276	(3,468,166)	32,182,666
Gastos de administración	57,654,464	86,112,895	17,701,494	(50,131,739)	111,337,114
	57,654,464	120,208,451	19,256,770	(53,599,905)	143,519,780
Rendimiento de operación	4,460,456	622,876,087	(11,909,570)	53,038	615,480,011
Costo financiero	67,194,647	84,756,651	2,973,111	(103,365,349)	51,559,060
Ingreso financiero	85,565,363	17,696,814	3,106,401	(103,354,391)	3,014,187
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(13,858,680)	8,116	4,411,994	-	(9,438,570)
(Pérdida) rendimiento en cambios	(7,859,495)	(69,076,040)	(63,626)	-	(76,999,161)
Rendimiento (pérdida) en la partici- pación en los resultados de com- pañías asociadas	(263,219,388)	487,365	(452,997)	263,219,388	34,368
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(262,106,391)	487,235,691	(7,880,909)	263,283,384	480,531,775
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	3,160,818	738,855,418	4,058,528	-	746,074,764
(Pérdida) rendimiento neto del año	(265,267,209)	(251,619,727)	(11,939,437)	263,283,384	(265,542,989)
Total de otros resultados integrales del año	(62,426,587)	(189,804,290)	(13,117,248)	-	(265,348,125)
Resultado integral total del año	\$ (327,693,796)	\$ (441,424,017)	\$ (25,056,685)	\$ 263,283,384	\$ (530,891,114)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral
31 de diciembre de 2013

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ 22,115	\$ 2,283,326,517	\$ 1,136,284,419	\$ (1,821,767,783)	\$ 1,597,865,268
Ingresos por servicios	55,361,187	6,305,400	5,394,402	(56,721,632)	10,339,357
Total de ingresos	55,383,302	2,289,631,917	1,141,678,821	(1,878,489,415)	1,608,204,625
Costo de ventas	1,478,302	1,533,920,937	1,125,696,332	(1,821,480,398)	839,615,173
Rendimiento bruto	53,905,000	755,710,980	15,982,489	(57,009,017)	768,589,452
Otros (gastos) ingresos, neto	(1,629,063)	97,687,870	(5,631,905)	(291,217)	90,135,685
Gastos de distribución transportación y venta	-	31,612,865	1,276,529	(440,958)	32,448,436
Gastos de administración	52,176,527	87,089,702	16,332,061	(56,943,818)	98,654,472
	52,176,527	118,702,567	17,608,590	(57,384,776)	131,102,908
Rendimiento de operación	99,410	734,696,283	(7,258,006)	84,542	727,622,229
Costo financiero	62,400,459	63,677,174	3,295,021	(89,786,170)	39,586,484
Ingreso financiero	66,513,514	28,629,988	3,503,308	(89,911,111)	8,735,699
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	2,631,986	(33,305)	(1,287,708)	-	1,310,973
(Pérdida) rendimiento en cambios Rendimiento (pérdida) en la parti- cipación en los resultados de compañías asociadas	(305,581)	(3,441,388)	(204,523)	-	(3,951,492)
	(173,928,884)	1,141,059	(434,349)	173,928,884	706,710
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(167,390,014)	697,315,463	(8,976,299)	173,888,485	694,837,635
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	2,475,621	858,504,381	3,916,060	-	864,896,062
(Pérdida) rendimiento neto del año	(169,865,635)	(161,188,918)	(12,892,359)	173,888,485	(170,058,427)
Total de otros resultados integrales del año	25,443,543	194,725,595	34,101,029	-	254,270,167
Resultado integral total del año	\$ (144,422,092)	\$ 33,536,677	\$ 21,208,670	\$ 173,888,485	\$ 84,211,740

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral
31 de diciembre de 2012

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ 16,009	\$ 2,300,269,835	\$ 1,257,236,879	\$ (1,917,786,969)	\$ 1,639,735,754
Ingresos por servicios	54,963,056	5,449,622	2,897,419	(56,133,811)	7,176,286
Total de ingresos	54,979,065	2,305,719,457	1,260,134,298	(1,973,920,780)	1,646,912,040
Costo de ventas	1,252,618	1,504,565,221	1,245,083,304	(1,918,410,569)	832,490,574
Rendimiento bruto	53,726,447	801,154,236	15,050,994	(55,510,211)	814,421,466
Otros (gastos) ingresos, neto	(335,781)	210,667,412	(943,530)	(369,138)	209,018,963
Gastos de distribución, transportación y venta	-	27,623,303	1,189,946	(324,966)	28,488,283
Gastos de administración	46,788,554	84,409,050	14,277,458	(55,862,213)	89,612,849
	46,788,554	112,032,353	15,467,404	(56,187,179)	118,101,132
Rendimiento de operación	6,602,112	899,789,295	(1,359,940)	307,830	905,339,297
Costo financiero	42,288,729	71,029,986	4,317,744	(71,625,916)	46,010,543
Ingreso financiero	65,665,503	21,006,665	3,070,851	(87,211,228)	2,531,791
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(21,883,836)	269,611	74,122	15,282,455	(6,257,648)
(Pérdida) rendimiento en cambios	5,720,540	38,975,874	149,247	-	44,845,661
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	(8,164,817)	2,329,571	2,435,880	8,196,973	4,797,607
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	5,650,773	891,341,030	52,416	8,201,946	905,246,165
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	2,817,741	897,843,428	1,984,518	-	902,645,687
(Pérdida) rendimiento neto del año	2,833,032	(6,502,398)	(1,932,101)	8,201,945	2,600,478
Total de otros resultados integrales del año	(60,588,295)	(265,515,874)	(50,738,806)	-	(376,842,975)
Resultado integral total del año	\$ (57,755,263)	\$ (272,018,272)	\$ (52,670,907)	\$ 8,201,945	\$ (374,242,497)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo 31 de diciembre de 2014

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(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:	744,081	139,522,310	2,808,396	-	143,074,787
Depreciación y amortización	-	21,199,704	1,445,992	-	22,645,696
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	12,148,028	-	-	12,148,028
Pozos no exitosos	211,414	3,499,602	2,659,921	-	6,370,937
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	-	215,119	-	215,119
Monetización de inversiones disponibles para su venta	263,559,164	(487,365)	452,997	(263,559,164)	(34,368)
Efectos de compañías asociadas	-	-	(736,302)	-	(736,302)
Dividendos	-	9,169,327	-	-	9,169,327
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	312,296	-	-	-	312,296
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	75,053,801	1,903,282	1,927,634	-	78,884,717
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	44,969,920	5,084,856	854,848	-	50,909,624
Intereses a cargo					
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros	14,951,048	(19,048,441)	14,075,687	-	9,978,294
Inventarios	20,413	(5,046,019)	12,001,450	-	6,975,844
Otros activos	(227,438)	(17,819,505)	(937,934)	-	(18,984,877)
Beneficios a empleados	17,913,078	52,988,257	8,068,663	-	78,969,998
Cargos y deducciones intercompañía	<u>(274,747,392)</u>	<u>37,103,048</u>	<u>(13,393,984)</u>	<u>251,038,328</u>	<u>-</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	(122,506,824)	(11,402,643)	17,503,050	250,762,548	134,356,131
Actividades de inversión:					
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	<u>7,942,930</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(7,942,930)</u>	<u>-</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	5,368,499	(217,125,438)	(2,967,722)	(7,942,930)	(222,667,591)
Actividades de financiamiento:					
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	<u>687,961</u>	<u>240,568,067</u>	<u>1,563,590</u>	<u>(242,819,618)</u>	<u>-</u>
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	135,417,355	227,714,542	(3,199,874)	(242,819,618)	117,112,405
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	<u>50,131,405</u>	<u>5,331,902</u>	<u>25,282,412</u>	<u>-</u>	<u>80,745,719</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	\$ 73,002,640	\$ 5,407,420	\$ 39,578,468	\$ -	\$ 117,988,528

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo 31 de diciembre de 2013

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(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)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	(15,901,485)	285,161,671	30,675,111	(109,598,775)	190,336,522
Actividades de inversión					
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	-	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(71,255,338)	(347,344,868)	(8,564,964)	182,968,814	(244,196,356)
Actividades de financiamiento					
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)
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	36,359,273	60,319,332	(13,049,624)	(73,370,039)	10,258,942
(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
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	\$ 50,131,405	\$ 5,331,901	\$ 25,282,413	\$ -	\$ 80,745,719

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
31 de diciembre de 2012

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ 2,833,032	\$ (6,502,398)	\$ (1,932,101)	\$ 8,201,945	\$ 2,600,478
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	570,890	137,241,770	2,725,060	-	140,537,720
Pozos no exitosos	-	13,842,410	-	-	13,842,410
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	68,329	(437,338)	1,102,530	-	733,521
Efectos de compañías asociadas	8,434,500	(2,329,571)	(2,468,036)	(8,434,500)	(4,797,607)
Dividendos	-	-	(685,704)	-	(685,704)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	3,552,924	-	-	3,552,924
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	1,560,478	-	-	-	1,560,478
(Rendimiento) pérdida en cambios no realizada	(40,144,811)	(2,266,480)	1,849,490	-	(40,561,801)
Intereses a cargo	42,020,754	12,160,731	1,804,544	(10,247,445)	45,738,584
Cuentas por cobrar a clientes	6,288,911	2,944,581	13,364,486	-	22,597,978
Inventarios	(167,346)	(12,228,746)	566,674	-	(11,829,418)
Otros activos	(489,291)	(7,215,184)	25,872	-	(7,678,603)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4,261,846	(20,566,075)	2,440,343	-	(13,863,886)
Beneficios a empleados	8,432,015	46,744,724	6,406,528	-	61,583,267
Cargos y deducciones - intercompañía	(22,322,476)	156,037,261	(20,700,257)	(113,014,528)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	11,346,831	320,978,609	4,499,429	(123,494,528)	213,330,341
Actividades de inversión					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(1,128,811)	(192,801,968)	(3,578,219)	-	(197,508,998)
(Incremento) disminución de inversiones - intercompañía	(9,667,629)	(103,341,908)	-	113,009,537	-
Gastos de exploración	-	(1,828,043)	-	-	(1,828,043)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(10,796,440)	(297,971,919)	(3,578,219)	113,009,537	(199,337,041)
Actividades de financiamiento					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	118,081,331	-	259,814,818	-	377,896,149
Pagos de principal de préstamos	(70,037,268)	(10,914,565)	(260,912,130)	-	(341,863,963)
Intereses pagados	(42,121,370)	(12,231,579)	(2,483,557)	10,247,440	(46,589,066)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	-	(8,226)	(53,367)	61,593	-
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	5,922,693	(23,154,370)	(3,634,236)	10,309,033	(10,556,880)
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	6,473,084	(147,680)	(2,713,026)	(175,958)	3,436,420
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(422,540)	1,278,252	(209,746)	175,958	821,924
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	90,736,810	6,065,194	18,174,543	-	114,976,547
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	\$ 96,787,354	\$ 7,195,766	\$ 15,251,771	\$ -	\$ 119,234,891

25. 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 llevará 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-i).

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		
	2014	2013	2012
Reservas probadas	\$ 2,381,670,263	\$ 2,254,784,515	\$ 2,108,592,519
Construcción en proceso	111,812,137	83,764,607	46,908,049
Depreciación y amortización acumulada	<u>(1,122,444,895)</u>	<u>(994,476,861)</u>	<u>(870,694,075)</u>
Costo neto capitalizado	\$ 1,371,037,505	\$ 1,344,072,261	\$ 1,284,806,493

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Exploración	\$ 38,866,665	\$ 36,552,489
Desarrollo	<u>188,950,718</u>	<u>181,671,933</u>
Total de costos incurridos	\$ 227,817,383	\$ 218,224,422

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

Los costos de exploración incluyen costos de estudios geológicos y geofísicos de campos por \$ 10,143,219 y \$ 10,163,605 para 2014 y 2013, 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		
	2014	2013	2012
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 1,134,448,708	\$ 1,250,737,299	\$ 1,333,247,872
Derechos sobre hidrocarburos	760,627,534	856,978,971	898,064,551
Costos de producción (excluyendo impuestos)	156,134,037	134,645,739	121,973,668
Otros costos y gastos	35,978,232	40,599,327	30,828,632
Gastos de exploración	22,291,247	22,661,332	25,820,942
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	144,384,138	119,161,541	122,356,141
	<u>1,119,415,188</u>	<u>1,174,046,910</u>	<u>1,199,043,934</u>
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	<u>\$ 15,033,520</u>	<u>\$ 76,690,389</u>	<u>\$ 134,203,938</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):

		2014	2013	2012
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce)	(1) US\$	71.44	US\$ 76.81	US\$ 78.89
Barril de crudo		90.37	99.92	102.36
Gas natural en miles de pies cúbicos		5.71	4.93	4.03

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

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 crudo, gas y líquidos del gas cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran, con una certeza razonable, que son económicamente viables, a partir de una fecha determinada, y que provienen de yacimientos, determinadas bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales actuales.

La estimación de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2014, fue determinada por PEP y revisada y auditada por Firmas de Ingenieros Independientes (como se define más adelante). Adicionalmente, de conformidad con el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el 10 de marzo de 2015, la Comisión Nacional de Hidrocarburos dictaminó y aprobó la estimación de las reservas probadas y fueron registradas y publicadas por la Secretaría de Energía el 18 de marzo 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 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 Reservas, 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 Firms de Ingenieros Independientes. Al 31 de diciembre de 2014, tres Firms 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 Firms de Ingenieros Independientes fue del 97.8% del total de las reservas probadas de PEMEX. El 2.2% 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 certificó las reservas en las Regiones Marina Noreste y en la Región Sur. DeGolyer certificó las reservas que se encuentran en la Región Marina Suroeste y Ryder Scott certificó las reservas de la Región Norte. En los campos asignados a los COPF cada contratista es responsable de estimar el volumen de reservas probadas. La auditoría llevada a cabo por las firmas de ingenieros independientes consiste principalmente en lo siguiente: (i) El análisis de los datos históricos estáticos y dinámicos del yacimiento, proporcionados por PEMEX; (ii) Construcción o actualización de los modelos de caracterización estática y dinámica de los campos mexicanos; (iii) Análisis económico de los campos seleccionados y (iv) Revisión de la producción pronosticada y la estimación de las reservas.

Debido a que las estimaciones de reservas son por definición, una estimación no se puede verificar su exactitud. Pero los ingenieros independientes llevan a cabo una revisión detallada de las reservas estimadas, para expresar una opinión sobre si, en su conjunto, las reservas estimadas por PEMEX son razonables, determinadas y presentadas de conformidad con los métodos y procedimientos de valuación de ingeniería petrolera generalmente aceptados.

Todos los cuestionamientos, incluyendo las sugerencias de modificación a las reservas estimadas que surgieron durante el proceso de revisión de las Firms de Ingenieros independientes fueron atendidos en su momento por PEMEX, a la entera satisfacción de las Firms. De tal forma que las Firms 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 7.1% en 2014, pasando de 11,079 Millones de Barriles (MMb) al 31 de diciembre de 2013 a 10,292 MMb al 31 de diciembre de 2014. En 2014 las reservas probadas desarrolladas de crudo, condensados e hidrocarburos líquidos provenientes de las plantas de proceso, disminuyeron en 3.0%, es decir, pasaron de 7,360 MMb en 2013 a 7,142 MMb en 2014. Los decrementos anteriores son básicamente consecuencia de los campos asignados a PEMEX en la llamada Ronda Cero de la Reforma Energética y de una disminución en las actividades relacionadas al desarrollo de campos debido a la terminación de 511 pozos, esto es, 265 pozos menos que en 2013. En 2014 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos, fueron insuficientes para compensar el nivel de producción, el cual fue de 1,001 MMb de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 11.5% en 2014, pasando de 12,273 Miles de Millones de Pies Cúbicos (MMMpc) en 2013 a 10,859 MMMpc en 2014. Las reservas probadas desarrolladas de gas seco disminuyeron 9.7%, al pasar de 7,461 MMMpc en 2013 a 6,740 MMMpc en 2014. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco disminuyeron en 14.4% en 2014, de 4,811 MMMpc en 2013 a 4,119 MMMpc en 2014. Estas ligeras reducciones se explican principalmente por el hecho de que los campos asignados a PEMEX en la llamada Ronda Cero de la Reforma Energética fueron inferiores al 100% y a la disminución en las actividades de desarrollo de campos durante 2014. La cantidad de reservas probadas de gas seco en 2014 fue insuficiente para mantener el nivel de producción en 2014 la cual fue de 1,511 MMMpc de gas seco.

Por otro lado, las actividades de desarrollo de campos así como las revisiones al comportamiento de la presión-producción de los yacimientos, realizadas durante 2014, permitieron reclasificar reservas probadas no desarrolladas, probables y posibles a reservas probadas desarrolladas por 986.9 Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (MMbpce). Las actividades anteriores implicaron una inversión de \$ 188,951,000. Los únicos dos campos que contienen volúmenes considerables de reservas probadas y que han permanecido como no desarrollados por más de 5 años son Ayatsil y Ayin, localizados costa afuera. Estos campos permanecen sin desarrollarse debido al retraso en la construcción, dadas ciertas características únicas de los mismos. En particular, el diseño del plan de desarrollo del campo Ayatsil, el más grande de los dos, ha requerido de tiempo adicional debido a la complejidad del proyecto, el cual se espera represente el primer proyecto de PEP costa fuera produciendo petróleo crudo extra pesado. Para el caso del campo Ayatsil, tres plataformas de perforación fueron instaladas durante el año 2014 y se espera iniciar su desarrollo durante 2015; PEMEX también espera durante 2015 continuar desarrollando el campo Ayin.

Como parte de las asignaciones de la Ronda Cero, se recibieron asignaciones temporales por dos años correspondientes a algunos bloques cuya reserva probada es de aproximadamente 398 millones de barriles de crudo equivalente.

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.

	Crudo y condensados ⁽²⁾ (MMb)	Gas seco ⁽³⁾ (MMMpc)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		
Reservas probadas desarrolladas	7,141	6,740
Reservas probadas no desarrolladas	<u>3,151</u>	<u>4,119</u>
Total de reservas probadas	<u>10,292</u>	<u>10,859</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) ⁽¹⁾

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		(MMMpc)	
Al 1° de enero	11,079	11,424	11,362
Revisiones ⁽²⁾	95	630	1,012
Delimitaciones y descubrimientos	119	62	103
Producción	<u>(1,001)</u>	<u>(1,037)</u>	<u>(1,053)</u>
Al 31 de diciembre	<u>10,292</u>	<u>11,079</u>	<u>11,424</u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	7,141	7,360	7,790
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	3,151	3,719	3,634

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.

Reservas de gas seco

	<u>2014</u>	<u>2013</u> (MMMpc)	<u>2012</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	12,273	12,713	12,734
Revisiones ⁽¹⁾	4	1,010	1,377
Delimitaciones y descubrimientos	93	89	162
Producción ⁽²⁾	<u>(1,511)</u>	<u>(1,539)</u>	<u>(1,560)</u>
Al 31 de diciembre	<u>10,859</u>	<u>12,273</u>	<u>12,713</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	6,740	7,461	7,951
Revisiones ⁽¹⁾			
Delimitaciones y descubrimientos	4,119	4,811	4,762

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.
- (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. La TRR de PEMEX en 2014 fue de 67.4%, 0.4 puntos porcentuales menos que la TRR de 2013 de 67.8%. La TRR de 67.4% de 2014 considera una variación de reserva probada de 870.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente generada por las actividades de exploración y desarrollo del año. Con base en la aplicación de la Ronda Zero a PEMEX le corresponde una variación de reserva probada de 233.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que implicó un impacto de 637.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de aquellos campos que no le fueron asignados a PEMEX.

El hecho de que la TRR sea menor que el 100% en 2015 representa una disminución en las reservas probadas de PEMEX durante este período. Este decremento en la TRR principalmente fue causada por la reducción de actividades relacionadas al desarrollo de campos debido a la terminación de 265 pozos menos que en 2013, lo que representó una disminución del 34.1% con respecto a 2013.

La meta es que la TRR de PEMEX se incremente durante 2015 y en los años futuros, en parte a través del aumento de las reservas probadas en los años próximos. Lo cual se pretende lograr principalmente mediante el desarrollo de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Aceite Terciario del Golfo, así como también a través de las actividades de delimitación. Estos objetivos fueron establecidos con base en las estimaciones de reservas, las cuales están sujetas a la incertidumbre y riesgos asociados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Adicionalmente, las decisiones futuras respecto a los niveles de inversión en exploración y explotación autorizados pueden conducir a cambios en el mismo sentido.

La relación reserva-producción (RRP), la cual resulta de dividir las reservas remanentes al final del año que corresponde, entre el total de la producción de hidrocarburos de ese año, resultó de 9.6 años para las reservas probadas al 31 de diciembre de 2014, lo que representa una disminución del 4.9% comparada con la RRP del 2013 de 10.1 años.

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

Las tablas de medición estándar que se presentan a continuación se refieren a las reservas probadas de crudo y gas, excluyendo las reservas probadas que están programadas para iniciar su producción a partir del año 2039. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.

Los flujos de efectivo futuros de la producción estimados, se calculan aplicando los precios promedio del crudo y del gas al primer día de cada mes del año 2014. 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 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.

La medida estándar proporcionada más abajo representa únicamente un valor de evaluación comparativo, no es una estimación de los flujos futuros de efectivo esperados o el valor justo de los derechos de producción de PEMEX. Existen innumerables incertidumbres en la estimación de las cantidades de reservas probadas y en la proyección de tasas futuras de producción y del tiempo de la erogación de gastos, incluyendo muchos factores más allá del control del productor. En consecuencia las estimaciones de reservas pueden diferir materialmente de las cantidades de petróleo crudo y gas que finalmente sean recuperadas.

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

	2014	2013	2012
Flujos de efectivo	US\$ 757,794	US\$ 931,874	US\$ 974,411
Costos de producción futuros (sin impuestos)	(112,421)	(135,211)	(124,485)
Costos futuros de desarrollo	(37,019)	(46,339)	(46,146)
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	608,353	750,324	803,780
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	(543,743)	(634,371)	(664,343)
Flujos netos de efectivo	64,610	115,953	139,437
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	(19,949)	(34,996)	(41,913)
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	US\$ 44,661	US\$ 80,957	US\$ 97,524

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>2014</u>		<u>2013</u>		<u>2012</u>	
			(en millones de dólares)			
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	US\$	(69,582)	US\$	(82,802)	US\$	(87,609)
Cambios netos en los precios y costos de producción		(79,617)		(61,268)		(58,215)
Extensiones y descubrimientos		3,022		4,280		6,315
Costos de desarrollos incurridos durante el año		14,215		14,224		11,431
Cambios en costos estimados de desarrollo		(7,086)		(12,625)		(17,466)
Revisiones de reserva y cambio de fecha		(13,432)		49,091		58,150
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo		51,504		54,280		56,921
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto		<u>64,678</u>		<u>18,253</u>		<u>(9,899)</u>
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	US\$	<u>(36,296)</u>	US\$	<u>(16,567)</u>	US\$	<u>(40,372)</u>
Medición estandarizada:						
Al 1° de enero	US\$	80,957	US\$	97,524	US\$	137,896
Al 31 de diciembre		<u>44,661</u>		<u>80,957</u>		<u>97,524</u>
Variación	US\$	<u>(36,296)</u>	US\$	<u>(16,567)</u>	US\$	<u>(40,372)</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.