



PETRÓLEOS MEXICANOS

Informe Anual 2016

Abril 2017

Presentación

En cumplimiento a lo establecido en el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Director General de Petróleos Mexicanos presenta el Informe Anual 2016 al Consejo de Administración para su aprobación y posterior entrega al Ejecutivo Federal y al H. Congreso de la Unión, por conducto del Presidente del Consejo de Administración.

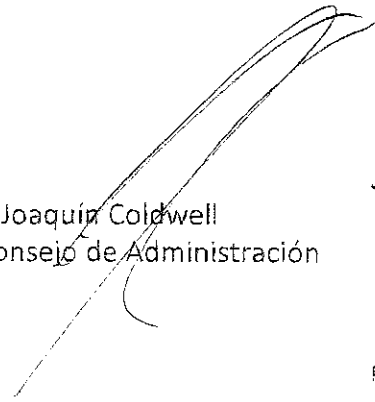
El informe describe el perfil de Petróleos Mexicanos, la empresa más importante del país; delinea el planteamiento estratégico plasmado para el periodo 2017-2021, con los ajustes incorporados para afrontar los retos surgidos durante 2016 en los ámbitos internacional y nacional.

Respecto a los principales resultados operativos del ejercicio, en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se logró el sostenimiento de la producción y se establecieron alianzas con terceros; en actividades industriales, se dio continuidad a las operaciones con el replanteamiento de la estrategia de mantenimientos para atender los aspectos críticos; y en comercialización, la empresa continúa adaptándose a la apertura que experimenta el país.

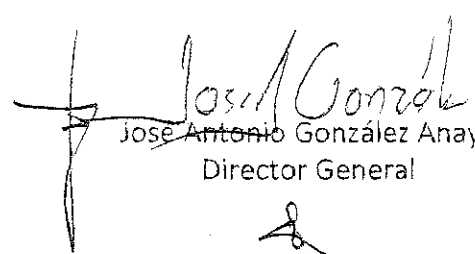
En materia de seguridad en las operaciones y protección al medio ambiente, se revirtió la tendencia de accidentes graves, con lo que se alcanzó el nivel más bajo en el índice de frecuencia en la empresa y se realizaron acciones para abatir la emisión de contaminantes.

En el contexto financiero, con la implementación del Programa de Ajuste, la empresa sorteó con éxito el entorno desfavorable de precios de los hidrocarburos y la restricción presupuestal. Se logró la meta de balance financiero y se aseguró la viabilidad del negocio, como se muestra en el análisis de información financiera. Dicha información incluye el estado de situación financiera consolidado, el estado de resultados consolidado y el ejercicio del presupuesto para el periodo fiscal 2016.

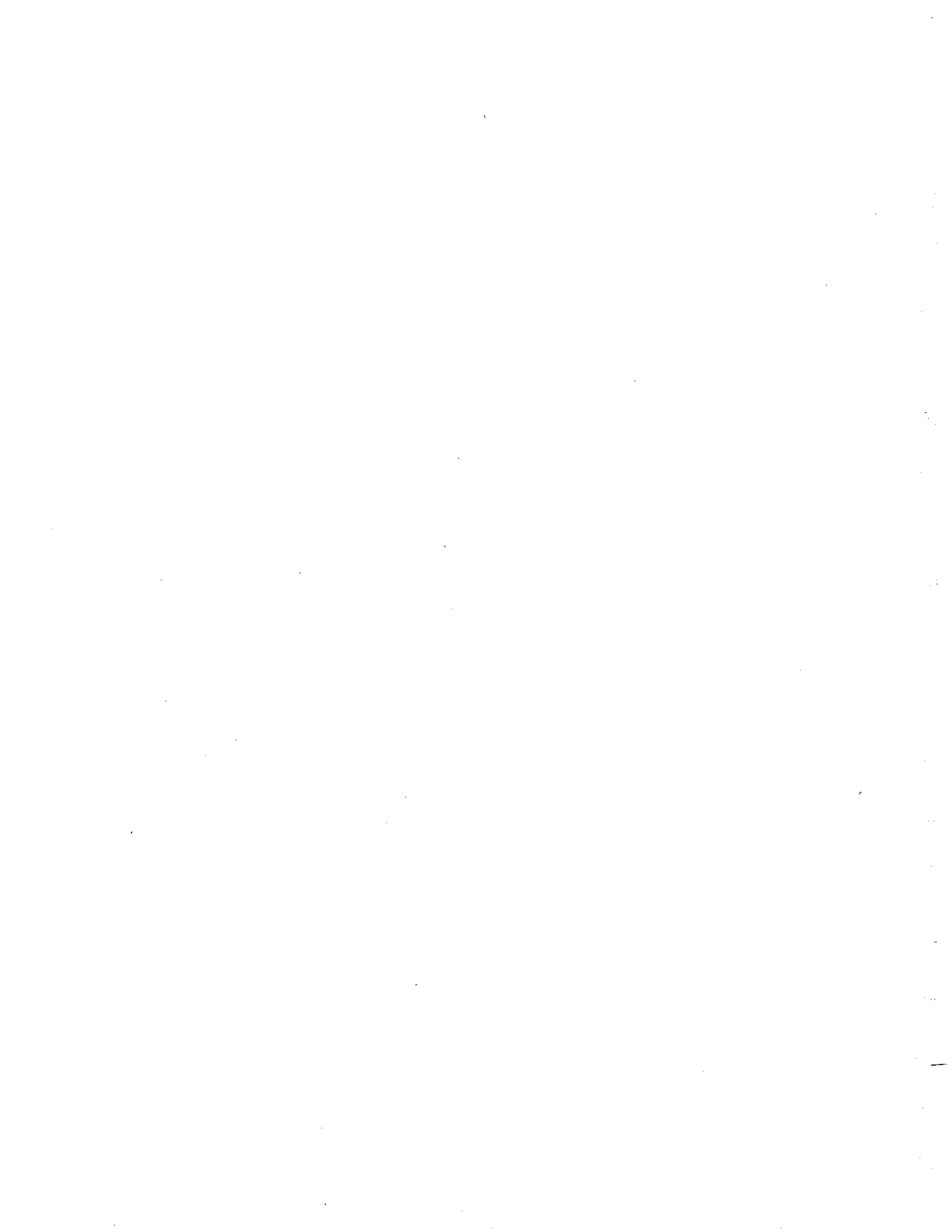
Petróleos Mexicanos tiene todavía retos significativos que debe afrontar y oportunidades planteadas por la Reforma Energética que debe aprovechar; integrando el talento y disposición de su personal, el uso óptimo de su infraestructura y la guía y supervisión de su Consejo de Administración, con orientación a la rentabilidad y productividad para continuar siendo la empresa emblemática del país.



Pedro Joaquín Coldwell
Presidente del Consejo de Administración



José Antonio González Anaya
Director General



Presentación	
Índice	3
1. Resumen ejecutivo	5
2. Perfil de Petróleos Mexicanos	10
2.1. Descripción del negocio	10
2.2. Estructura corporativa	14
2.3. Órgano de Gobierno	16
2.4. Estrategia y perspectivas	17
2.5. Administración de riesgos	21
3. Exploración y producción de hidrocarburos	23
3.1. Exploración y desarrollo	23
3.2. Producción de crudo y gas natural	26
3.3. Perforación y servicios	29
4. Refinación, proceso de gas y petroquímica	30
4.1. Transformación industrial	30
4.2. Etileno	36
4.3. Fertilizantes	38
4.4. Cogeneración	39
5. Logística y comercialización	40
5.1. Logística	40
5.2. Comercialización	43
6. Análisis de información financiera	49
6.1. Estados financieros	49
6.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	63
6.3. Ejercicio del presupuesto	66
7. Gobierno corporativo	75
7.1. Control interno	75
7.2. Responsabilidad corporativa	79
7.2.1. Seguridad industrial	79
7.2.2. Protección ambiental	81
7.2.3. Responsabilidad social	84
8. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2016	87
9. Información general	
9.1. Dictamen del auditor externo a los estados financieros	
9.2. Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas y filiales	
Glosario	

1. Resumen ejecutivo

Petróleos Mexicanos continuó, durante 2016, el proceso de fortalecimiento de las operaciones inherentes a sus Empresas Productivas Subsidiarias constituidas durante 2015 y emprendió acciones trascendentales para aprovechar las oportunidades que se habilitaron con la Reforma Energética, en varias vertientes de su competencia como empresa petrolera integrada.

En un entorno de precios de hidrocarburos inferiores a los alcanzados el año anterior, donde la expectativa para la mezcla mexicana de exportación se estableció en 25 dólares por barril, aunado a una apertura anticipada del mercado de petrolíferos en México y a un ajuste presupuestal por 100 mil millones de pesos, Pemex se vio obligado a redefinir su Plan de Negocios para impulsar iniciativas aún más contundentes y lanzar un Programa de Ajuste, que le permitiera cumplir con la meta de balance financiero aprobada en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2016.

El Programa de Ajuste tuvo como prioridad no afectar la viabilidad de la empresa, aprovechar las ventajas de la Reforma Energética, preservar la seguridad de su personal e integridad de las instalaciones, hacer frente a los compromisos laborales y financieros y mantener la plataforma de producción de 2016, así como estabilizar la producción en el mediano y largo plazo. En consecuencia, Pemex instrumentó acciones para optimizar costos y racionalizar el uso de recursos presupuestales, entre las que se cuentan: la reducción de gastos administrativos, la compactación de la estructura corporativa, la incorporación de mejores prácticas de procura y la renegociación de contratos.

Utilizando como base lo anterior, se diseñó un nuevo Plan de Negocios 2017-2021, el cual contiene estrategias e iniciativas específicas para enfrentar los retos, pero también para aprovechar las oportunidades que ofrece la Reforma Energética, en toda la cadena de valor. Casos concretos de esto último son: el *farm out*^{1/} de Trion, el consorcio con Chevron e Inpex para la exploración del bloque 3 Norte del área Cinturón Plegado Perdido, la aprobación de la primera migración sin socio en Ek Balam, la migración con socio de Ayin-Batsil en aguas someras y de los bloques terrestres Cárdenas-Mora y Ogarrio y la reciente primer alianza estratégica para el suministro de hidrógeno a la refinería de Tula.

Las actividades que desarrolla Pemex tienen, en mayor o menor grado, exposición al riesgo. En ese sentido, se definieron políticas y criterios para su prevención, identificación y administración inherentes al ámbito operativo, financiero y aquellos asegurable. En particular, se identificaron los riesgos asociados a los proyectos de inversión ante el nuevo marco regulatorio.

1/ *Farm out*. Alianzas o asociaciones que en términos de las leyes vigentes puede celebrar Petróleos Mexicanos para la realización, por parte de un tercero, de actividades vinculadas a la explotación de hidrocarburos.

Aún con la adopción de medidas de austeridad y eficiencia y el diferimiento y replanteamiento de inversiones, se logró obtener una plataforma de producción de crudo de 2,154 mil barriles diarios, superando el objetivo establecido para 2016, circunstancia que no se observaba desde el 2011, año en el cual el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación fue de 101 dólares por barril. Contribuyeron a lo anterior, los proyectos de exploración y producción: Ku-Maloob-Zaap, Chuc, Cantarell y Yaxché, que en conjunto aportaron 1,399 mil barriles diarios de crudo, 64.9% de la producción nacional.

También fue posible preservar en mayor grado la producción futura, adicionando 684 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a las reservas 3P (probadas + probables + posibles). Las reservas probadas (1P) asignadas a Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2017, sumaron 7,219 millones de barriles de petróleo crudo, condensados y líquidos de plantas y 6,984 mil millones de pies cúbicos de gas seco.

Durante 2016 el Sistema Nacional de Refinación procesó 933.1 miles de barriles diarios de crudo, volumen 12.3% menor al procesado el año anterior, resultado de problemas en la confiabilidad operacional en algunas refinerías como Madero y Minatitlán. Al respecto, se obtuvieron 945.1 miles de barriles diarios de petrolíferos con un rendimiento de destilados que se ubicó en 61%.

En materia de proyectos de refinación, destacó el correspondiente a calidad de combustibles, cuya fase gasolinas quedó totalmente terminada y en operación.

En las plantas de gas, durante 2016, se procesaron 3,671.5 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo, volumen 9.9% menor con respecto a 2015, con una producción de 3,074.2 millones de pies cúbicos diarios de gas natural seco, 11% inferior a lo alcanzado en 2015, por una menor disponibilidad de gas húmedo.

- Con relación a los productos de la cadena del etileno, se produjeron 1,690.7 miles de toneladas, con una reducción respecto a 2015 de 15.2%; esto derivado de una menor disponibilidad de materia prima.

La producción de amoniaco también observó menor disponibilidad de materia prima durante el año. La producción fue 532.8 miles de toneladas, inferior en 7.4% a la obtenida el año anterior.

Las actividades de logística son relevantes para el envío de materias primas a los centros de procesamiento y la incorporación de los productos en el mercado. Durante 2016 se transportaron más de 58 mil millones de toneladas-kilómetro de crudo y productos petrolíferos. Lo anterior representó una caída de 11.3% respecto a lo transportado en 2015, derivado de una menor disponibilidad de crudo y bajo proceso en refinerías.

Conforme a la agenda regulatoria para atender la apertura a la competencia en el suministro de petrolíferos al mercado nacional, una parte de la infraestructura logística con que cuenta Pemex se estará ofreciendo a partir de 2017, en las denominadas temporadas abiertas, para la contratación de capacidad por parte de particulares.

En la actividad comercial, se colocaron en el mercado nacional 1,446 mil barriles diarios de petrolíferos, con un incremento de 1.6% sobre el volumen de 2015. Gasolinas y diesel fueron los productos que contribuyeron mayormente a este volumen, con una participación de 56.9% y 26.8% de las ventas totales, respectivamente; los cuales se distribuyeron a través de 11,578 estaciones de servicio en operación en el territorio nacional al cierre de 2016.

Con relación a las ventas de gas natural, éstas totalizaron 3,347.3 millones de pies cúbicos diarios, con un incremento de 3.1% sobre lo correspondiente a 2015. La expectativa a partir de 2017 es una cesión de contratos para suministro de gas natural, que repercutirá en la pérdida gradual de participación en el mercado. Pemex ha identificado un mercado objetivo y está afinando la estrategia de mercado al respecto.

La apertura del mercado de gas licuado repercutió en una caída de las ventas, las cuales totalizaron 200.7 miles de barriles diarios, una disminución de 27.6% respecto a 2015, por efecto de las operaciones por particulares quienes pueden importar y comercializar este producto desde marzo de 2016 y que contaban con infraestructura desde hace varios años. En este sentido, Pemex implementó mecanismos para contener los efectos de la pérdida de mercado.

Las ventas totales de petroquímicos fueron de 4,000.7 miles de toneladas, de las que se tienen etano con un volumen de 606 miles de toneladas y amoniaco con 752.8 miles de toneladas.

En el ámbito del comercio exterior, los volúmenes más relevantes en 2016 fueron 1,194.4 miles de barriles diarios de petróleo crudo exportado e importaciones por 799.5 miles de barriles diarios de petrolíferos y gas licuado. Estas operaciones se tradujeron en una balanza comercial para Pemex que registró un déficit de 2,375.7 millones de dólares, como resultado de la exportación de productos por 17,491.9 millones de dólares y una importación que ascendió a 19,867.6 millones de dólares.

La administración se dio a la tarea de parar y revertir los resultados financieros presentados en 2015, lo que se logró a pesar de las circunstancias adversas que las finanzas de Petróleos Mexicanos enfrentaron en 2016 como: la caída del precio promedio de la mezcla mexicana de exportación de 17.4% respecto a 2015 (35.63 dólares por barril en 2016 y 43.12 dólares por barril en 2015), la depreciación del peso frente a las principales divisas y el incremento de la tasa de interés en los mercados de dinero internacionales.

Como resultado de estas acciones, durante 2016 el capital de trabajo mejoró en 105,416 millones de pesos, las pérdidas netas se redujeron en 521,423 millones de pesos (de 712,567 millones en 2015 a 191,144 millones en 2016) y se revirtió la tendencia negativa que venía mostrando el patrimonio de Petróleos Mexicanos. Respecto a 2015 el patrimonio creció 7.4%, esto es, 98,668 millones de pesos.

El manejo de la deuda en 2016 ha mejorado el desempeño de los bonos reduciendo el diferencial respecto al riesgo soberano en 159 puntos base.

En el tema presupuestal, sobresale el recorte de 100 mil millones de pesos que el Consejo de Administración autorizó tanto en el gasto programable como en los ingresos, la aportación de 134.2 miles de millones de pesos, otorgada por el gobierno federal, en títulos destinados al pago de pasivo laboral y la mejora del balance financiero respecto a lo comprometido en el Presupuesto de Egresos de la Federación, además de la venta de las acciones de Gasoductos de Chihuahua en septiembre de 2016 por 22.7 miles de millones de pesos. El balance financiero aprobado por H. Cámara de Diputados a Petróleos Mexicanos para 2016 fue -149.2 miles de millones de pesos y sólo se incurrió en un déficit de 101.7 miles de millones de pesos.

Pemex se enfrenta a un entorno de mayor competencia promovido por la Reforma Energética en el que es condición conducirse con ética, integridad corporativa, transparencia y rendición de cuentas. En este sentido, se actualizó el Código de Ética de Pemex, que refleja la cultura, valores y principios empresariales que deben regir nuestra conducta.

En 2016 Petróleos Mexicanos cumplió a cabalidad con las obligaciones que le corresponden, contempladas en Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública y de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

En aspectos de seguridad industrial, el índice de frecuencia de accidentes acumulado para Pemex durante 2016 se ubicó en 0.36 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, lo que representó un logro dado que es el más bajo alcanzado por la empresa. Es producto de la realización de medidas tales como la ejecución y aplicación del Programa Binomio para revertir la tendencia de accidentes graves, la identificación y control de riesgos operacionales y de mantenimiento de manera sustentable, así como las inspecciones preventivas de riesgo, revisiones de seguridad de pre arranque y de trabajos de alto riesgo.

Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias refrendaron su compromiso de mejorar el desempeño ambiental para prevenir y reducir los impactos negativos al ambiente.

Para Pemex es relevante la calidad de vida de las personas que viven en zonas petroleras. En ese contexto se autorizaron donativos y donaciones por un monto de 1,282 millones de pesos, principalmente combustibles y asfalto.

Como referencia a lo realizado durante 2016, se presentan los siguientes cuadros que contienen indicadores seleccionados para distintos rubros del quehacer de la empresa:

Precios

Indicador	2015	2016
WTI (US\$/b)	48.71	43.34
Brent (US\$/b)	52.39	43.73
Mezcla mexicana de exportación (US\$/b)	43.12	35.63
Gas natural (US\$/MMBtu)	2.59	2.49

Operativos

Indicador	2015	2016
Producción de petróleo crudo (Mbd)	2,267	2,154
Producción de gas natural (MMpcd) ^{1/}	6,401	5,792
Proceso de gas (MMpcd)	4,073	3,672
Proceso de petróleo crudo en refinerías (Mbd)	1,065	933
Reservas probadas totales (MMbpce) ^{2/}	9,632	8,562
Incorporación de reservas 3P (MMbpce) ^{3/}	651	684
Producción de petrolíferos (Mbd) ^{4/}	1,267	1,119
Producción de petroquímicos (Mt) ^{5/}	12,585	11,291
Ventas de productos petrolíferos (Mbd) ^{6/}	1,427	1,446
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	3,775	4,001
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	1,172	1,194

1/ Incluye nitrógeno.

2/ Información al 31 de diciembre.

3/ Información preliminar sujeta a aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

4/ Para 2016 incluye la producción del SNR (945.1 Mbd), gas licuado de los complejos procesadores de gas (138.9 Mbd), gas licuado de refinerías (17.2 Mbd), gas licuado de Pemex Exploración y Producción (3.1 Mbd), así como las transferencias de gasolinas amorfa, base octano y otras del Centro Petroquímico Cangrejera (14.9 Mbd).

5/ Producción bruta. Para 2016 incluye la producción de Pemex Transformación Industrial por 7,444 Mt (del SNR 842.4 Mt, de los complejos procesadores de gas 5,089.6 Mt, de los complejos petroquímicos 1,512.1 Mt); de Pemex Etileno 2,528.7Mt y de Pemex Fertilizantes 1,318.5 Mt.

6/ No incluye gas licuado.

Financieros

Indicador (millones de pesos)	2015	2016
Total de ventas	1,166,362	1,079,546
Rendimiento (pérdida) de operación	-154,387	424,350
Ingreso financiero	14,991	13,749
Costo financiero	67,774	98,844
Rendimiento (pérdida) antes de impuestos	-381,067	73,377
Pérdida neta	-712,567	-191,144
Total del activo	1,775,654	2,329,886
Total del pasivo	3,107,330	3,562,894
Total del patrimonio	-1,331,676	-1,233,008

2. Perfil de Petróleos Mexicanos

2.1. Descripción del negocio

Petróleos Mexicanos (Pemex) es la principal empresa mexicana y se ubica entre las mayores compañías petroleras a nivel mundial. Se caracteriza por su alto grado de integración vertical, ya que su cadena de valor comprende desde la exploración y producción primaria de crudo y gas, la elaboración, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos, así como la prestación de diversos servicios.

La historia de Pemex se remonta a 1938 cuando, como resultado de la expropiación de activos de la industria instalados en México, la empresa se conformó para atender los requerimientos de hidrocarburos del país.

Su incorporación en el ámbito internacional, como un exportador relevante de crudo, se derivó del descubrimiento, en la década de los setenta, de grandes yacimientos de hidrocarburos en aguas someras. En los 90, Pemex fue objeto de una transformación estructural profunda que dio origen a Petróleos Mexicanos con cuatro Organismos Subsidiarios, encargados cada uno de ellos de líneas de negocio especializadas y distintivas.

En 2015 como parte de la Reforma Energética aprobada por el H. Congreso de la Unión, Pemex se constituyó como una Empresa Productiva del Estado y sus cuatro Organismos Subsidiarios se reestructuraron en siete Empresas Productivas del Estado Subsidiarias, cuyo objetivo es participar de manera eficaz ante los nuevos mecanismos de regulación en la industria petrolera nacional y enfrentar un entorno más competitivo en los mercados nacional e internacional. El ámbito de acción de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) del Estado comprende:

- Pemex Exploración y Producción (PEP). 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 y en el extranjero.
- Pemex Perforación y Servicios (PPS). Proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
- Pemex Transformación Industrial (PTRI). Actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- Pemex Logística (PLOG). Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados a Pemex, EPS, empresas filiales y terceros mediante estrategias de transporte por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.

- Pemex Etileno (PE). La producción, distribución y comercialización de algunos derivados del metano, etano y del propileno por cuenta propia o de terceros.
- Pemex Fertilizantes (PF). La producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados con estos productos.
- Pemex Cogeneración y Servicios (PCS). La cogeneración, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica.

La filial P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. tiene por objeto principal realizar operaciones comerciales de petróleo crudo y de productos en los mercados internacionales, a través de un conjunto de empresas que proporcionan servicios especializados de diversa naturaleza, como administrativos, financieros, legales, de administración de riesgos, de fletamento de buques y de inteligencia de mercado.

Compañías subsidiarias que consolidan sus estados financieros con
Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales, diciembre 2016

PMI Comercio Internacional S.A. de C.V. y empresas vinculadas

<ul style="list-style-type: none"> - P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. - P.M.I. Trading Ltd. - P.M.I. Holdings North America, Inc. - P.M.I. Services B.V. - Pro-Agroindustria, S.A. de C.V. - P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. - P.M.I. Holdings B.V. - P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. - P.M.I. Azufre Industrial, S.A. de C.V. - P.M.I. Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. - P.M.I. Marine, Ltd. - PMI Field Management Resources, S.L. - PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V. 	<ul style="list-style-type: none"> - P.M.I. Services North America, Inc. - Pemex Internacional España, S.A. - P.M.I. Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V. - P.M.I. Transoceánico, Gas L.P., S.A. de C.V. - P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V. - P.M.I. Ducto de Juárez, S. de R.L. de C. V. - P.M.I. Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V.
--	---

Compañías subsidiarias que consolidan sus estados financieros con
Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales, diciembre 2016

Otras empresas	Vehículos financieros
<ul style="list-style-type: none"> - Kot Insurance Company, A.G. - Pemex Procurement International, Inc. - Mex Gas Internacional, S.L. - PPQ Cadena Productiva, S.L. - Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V. - III Servicios, S.A. de C.V. - PMX Cogeneración Internacional, S. L. - PMX Cogeneración S.A.P.I. de C.V. - PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V. - PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V. - Grupo Fertinal, S.A. de C.V. - Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. - Hijos de J. Barreras, S.A. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pemex Finance, Ltd.

Pemex, sus EPS y Filiales mantienen participación accionaria en diversas empresas^{2/} que les permiten cumplir de una mejor manera con sus objetivos.

A fin de llevar a cabo las actividades de la cadena de valor de petróleo crudo y gas natural, la empresa se apoya principalmente en la base de conocimiento y amplia experiencia de su personal, así como de una infraestructura robusta para la exploración, producción, transformación, comercialización, transporte y distribución que comprende: información sísmica, equipos de perforación, pozos, plataformas, refinerías, complejos procesadores de gas, complejos petroquímicos, una amplia red de ductos, instalaciones de almacenamiento, buques tanque y equipos de transporte; además de instalaciones administrativas, de servicios médicos y de telecomunicaciones.

La infraestructura productiva principal de Pemex comprende, por parte de Pemex Exploración y Producción: campos, pozos, plataformas y ductos de recolección primaria; en Pemex Perforación y Servicios: equipos de perforación y unidades de servicio a pozos; en Pemex Transformación Industrial: refinerías y complejos procesadores de gas; mientras que los complejos petroquímicos se distribuyen entre ésta última EPS, Pemex Etileno y Pemex Fertilizantes. Pemex Logística cuenta con ductos, terminales en sus distintos tipos, residencias de operaciones y servicios portuarios, además de los medios de transporte (buques tanque, autos tanque y carros tanque).

^{2/} La relación completa de las empresas se presenta en el apartado 9.2 Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas y filiales.

Infraestructura operativa de Pemex al cierre de 2016:

Infraestructura petrolera 2016

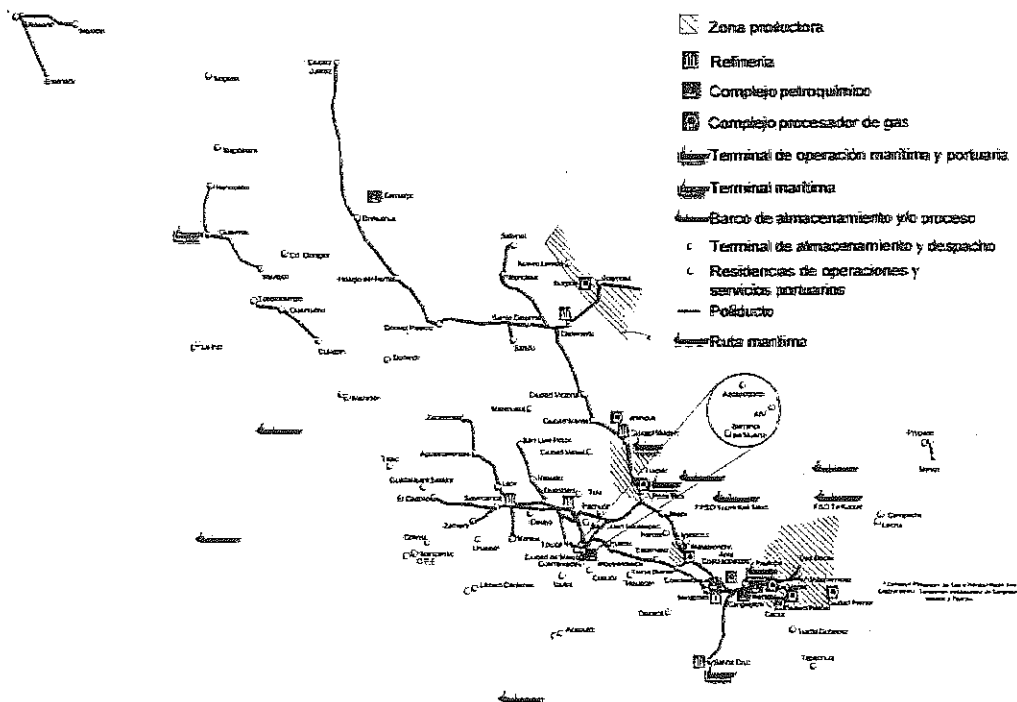
Campos en producción	405
Pozos productores promedio en operación	8,750
Plataformas marinas	256
Equipos de perforación y reparación de pozos	133
Unidades de servicio a pozos	193
Refinerías	6
Complejos procesadores de gas ^{1/}	9
Complejos petroquímicos ^{2/}	5
Terminales de distribución de gas licuado ^{3/}	10
Terminales de almacenamiento y despacho de productos petrolíferos	74
Terminales marítimas	5
Residencias de operaciones y servicios portuarios	10
Buques tanque ^{4/}	16
Autos tanque	1,485
Carros tanque	511

1/ Incluye el Complejo Procesador de Gas y Petroquímicos Área Coatzacoalcos, que comprende instalaciones ubicadas en Pajaritos y en los complejos petroquímicos Cangrejera y Morelos.

2/ Pemex Etileno: Cangrejera y Morelos; Pemex Fertilizantes: Cosoleacaque y Camargo y Pemex Transformación Industrial: Independencia (San Martín Texmelucan).

3/ Conectadas a ducto.

4/ Incluye 2 propios, 13 en arrendamiento financiero y 1 rentado.



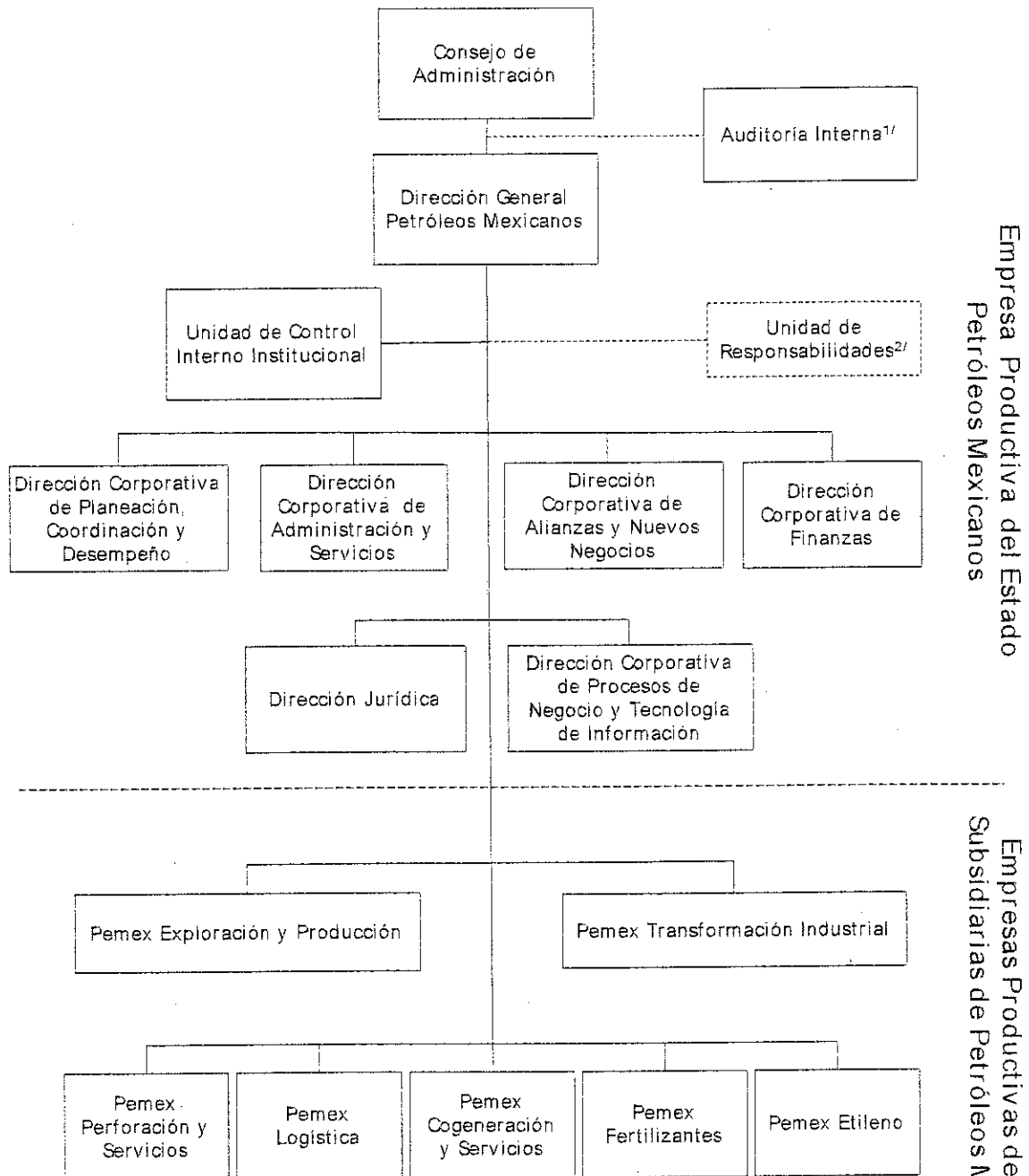
2.2. Estructura corporativa

Aunado a la conformación de las Empresas Productivas Subsidiarias de Petróleos Mexicanos, al término de 2015 se llevó a cabo un proceso de reorganización corporativa, en nueve direcciones corporativas, que implicó la migración de funciones de fiscalización, planeación, financieras, administrativas y control de las EPS a Pemex.

En febrero de 2016 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el ajuste al presupuesto 2016 de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias, por 100 mil millones de pesos, para cumplir con el balance financiero aprobado por la H. Cámara de Diputados, que obligó a realizar cambios a nivel corporativo para alinear su estructura a los requerimientos del mercado y elevar su rentabilidad, disminuyendo líneas de mando, sin detrimento en la operación ni en el cumplimiento de los objetivos empresariales; a la par de emprender acciones para incrementar la productividad de la plantilla laboral, mediante la optimización de recursos por un manejo más eficiente del personal y el rediseño de las competencias en los puestos de trabajo para responder a las necesidades urgentes del negocio.

Así, al cierre de 2016, la estructura corporativa quedó conformada por seis direcciones: Administración y Servicios; Alianzas y Nuevos Negocios; Finanzas; Jurídica; Planeación, Coordinación y Desempeño; y Procesos de Negocio y Tecnología de Información, como se muestra en el cuadro siguiente:

ESTRUCTURA CORPORATIVA DE PETRÓLEOS MEXICANOS



Estructura vigente al mes de abril de 2017

1/ La Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría, Artículo 259 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos.

2/ Conforme al artículo décimo primero transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, depende jerárquicamente de la Secretaría de la Función Pública.

2.3. Órgano de gobierno

El máximo órgano de gobierno de la empresa se define en la Ley de Petróleos Mexicanos, mediante un Consejo de Administración integrado por 10 consejeros, cinco que representan al Estado: el Secretario de Energía, que preside el Consejo, el Secretario de Hacienda y Crédito Público y tres consejeros designados por el Ejecutivo Federal y cinco Consejeros Independientes, designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado de la República. La conformación actual del Consejo de Administración es la siguiente:

Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

Consejeros Representantes del Estado

Consejero Presidente

Lic. Pedro Joaquín Coldwell
Secretario de Energía

Presidente Suplente

Mtro. Francisco Leonardo F. Beltrán Rodríguez
Subsecretario de Planeación y Transición
Energética de la Secretaría de Energía

Consejeros Propietarios

Dr. José Antonio Meade Kuribreña
Secretario de Hacienda y Crédito Público

Consejeros Suplentes

Dr. Miguel Messmacher Linartas
Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de
Hacienda y Crédito Público

Lic. Ildelfonso Guajardo Villarreal
Secretario de Economía

Lic. José Rogelio Garza Garza
Subsecretario de Industria y Comercio de la
Secretaría de Economía

Ing. Rafael Pacchiano Alamán
Secretario de Medio Ambiente y Recursos
Naturales

Dr. Rodolfo Lacy Tamayo
Subsecretario de Planeación y Política Ambiental
de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos
Naturales

Dr. Aldo Flores Quiroga
Subsecretario de Hidrocarburos de la
Secretaría de Energía

Consejeros Independientes de Petróleos Mexicanos

Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra

Ing. Jorge José Borja Navarrete

Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana

Lic. Felipe Duarte Olivera

Lic. María Teresa Fernández Labardini

Actualizado el mes de abril de 2017.

Durante 2016 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos celebró cuatro sesiones ordinarias y ocho extraordinarias.

Conforme a los términos establecidos por la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración cuenta con cuatro Comités de Apoyo: Comité de Auditoría, Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones, Comité de Estrategia e Inversiones y Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios, siendo sus principales atribuciones las siguientes:

- Comité de Auditoría: dar seguimiento a la gestión, así como a la evaluación del desempeño financiero y operativo de la empresa y supervisar los procesos vinculados con la generación de información financiera y la ejecución de auditorías.
- Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones: proponer el mecanismo de remuneración de los niveles jerárquicos superiores, además de la política de contratación y de la evaluación del desempeño y remuneraciones del resto del personal. Proponer convenios de capacitación, certificación y actualización con instituciones.
- Comité de Estrategia e Inversiones: auxiliar en la aprobación de las directrices, prioridades y políticas generales relacionadas con las inversiones; analizar el plan de negocios y formular recomendaciones al respecto, además de dar seguimiento a las inversiones que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración.
- Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios: opinar sobre propuestas y formular recomendaciones y opiniones en materia de contrataciones; aprobar los casos en que proceda la excepción a la licitación pública; dar seguimiento a las adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración y revisar sus programas anuales.

2.4. Estrategia y perspectivas

La estrategia de Petróleos Mexicanos se ha adaptado ante los cambios ocurridos en el entorno internacional y en el ámbito nacional a una velocidad cada vez mayor.

En este sentido, en el primer trimestre de 2016, sucedieron eventos en el entorno de la industria petrolera como la tendencia a la baja en los precios del crudo a nivel internacional; la apertura anticipada del mercado de petrolíferos, en el ámbito nacional y la restricción presupuestal impuesta a Pemex. Esto hizo necesario replantear los alcances de las estrategias contenidas en el Plan de Negocios 2016-2020, vigente en ese momento.

Ante este nuevo entorno, el nuevo Plan de Negocios 2017-2021 muestra la trayectoria que Pemex debe seguir para alcanzar dos objetivos: mantener finanzas sanas y acelerar la implementación de la Reforma Energética.

En este contexto, el Plan de Negocios 2017-2021^{3/} marca el inicio de una nueva etapa para Pemex con base en lo siguiente:

- Enfrenta los retos de corto plazo, ajustando la estructura de costos y la estrategia de negocios a un escenario de precios bajos con la rentabilidad como eje rector, mediante un programa de ajuste, medidas de austeridad, disciplina fiscal y control presupuestal.
- Capitaliza la oportunidad histórica que representa la Reforma Energética, utilizando todos los instrumentos y la flexibilidad que ésta ofrece, a través de alianzas y asociaciones, focalización del negocio en las actividades estratégicas y eficiencia y eficacia operativa.

Con este enfoque, el Plan de Negocios incluye retos y oportunidades de negocio para las Empresas Productivas Subsidiarias, entre los que se pueden mencionar:

- Pemex Exploración y Producción tiene como retos reemplazar la caída de la producción de Cantarell, estabilizar la producción y eventualmente incrementar la plataforma de manera rentable, segura y sustentable. La oportunidad de negocio es que puede establecer alianzas con socios que tengan la experiencia, tecnología y recursos para realizar sus actividades de producción y ejecución de proyectos, compartiendo riesgos e inversiones. Ejemplos de acciones que materializan estas oportunidades son: la consolidación del *farm out* Trion, la participación de Pemex en la Ronda 1.4 que tuvo como resultado la conformación del consorcio con Chevron e Inpex para la exploración del bloque 3 Norte del área Cinturón Plegado Perdido, así como la aprobación de migración sin socio de Ek Balam y migraciones con socio en Cárdenas-Mora y Ogarrio.
- El reto que enfrenta Pemex Perforación y Servicios es transitar de ser parte de Pemex Exploración y Producción, para convertirse en una compañía de perforación y servicios que compita exitosa y efectivamente por los contratos de PEP y de otras compañías que entrarán al mercado mexicano e incluso en otras partes del mundo. Sus oportunidades se centran principalmente en su personal que cuenta con un profundo conocimiento de los campos mexicanos y en los activos que se le asignaron.

3/ El Plan de Negocios 2017-2021 fue aprobado por el Consejo de Administración en la sesión 913 extraordinaria del 24 de octubre de 2016.

- Pemex Transformación Industrial debe restablecer la operación de las refinerías a través de: asegurar el presupuesto para los insumos y refacciones básicas, mejorar los procesos para disminuir los paros no programados y mejorar la confiabilidad de la cadena. Sus oportunidades se centran en buscar alianzas para mejorar la operación (suministro de hidrógeno a la refinería de Tula), estabilizar la capacidad de refinación, proveer servicios auxiliares y modernizar las refinerías, así como aprovechar la liberalización de los precios que permitirá que se reconozcan los verdaderos costos de logística e importación y que los procesos se realicen de manera más eficiente. Estas oportunidades se concretarán a través del replanteamiento de las inversiones en reconfiguraciones de las refinerías para llevarse a cabo mediante asociaciones, como la planta coquizadora de Tula que se realizará a través de un contrato de compra de servicios (*tolling*) en 2017.
- La enorme infraestructura diseñada para un solo cliente con que cuenta Pemex Logística se tiene que transformar en una empresa que competirá en un mercado regulado con tarifas competitivas. Debe aprovechar que genera un flujo positivo de consideración, que posee una infraestructura enorme a lo largo y ancho del país y que puede asociarse para mejorar su operación y renovar su infraestructura.
- Pemex Etileno enfrenta el mejorar su confiabilidad operativa y asegurar el suministro de materia prima en un mercado con márgenes atractivos.
- Las empresas de Pemex Fertilizantes se deben reestructurar para revigorizar la industria de fertilizantes y para aprovechar que se cuenta con los instrumentos para integrar la cadena de valor del amoniaco y asegurar el suministro de gas.
- PMI debe convertirse en un comercializador global competitivo en precios y con excelencia en servicios, aprovechando la circunstancia de mantener a Pemex como su principal contraparte.

La tendencia sostenida a la baja en los precios del crudo a nivel internacional, que se presentó a partir de 2014 y se acentuó en 2016 fue uno de los principales factores que impulsó el cambio en el planteamiento estratégico de la empresa previamente referido.

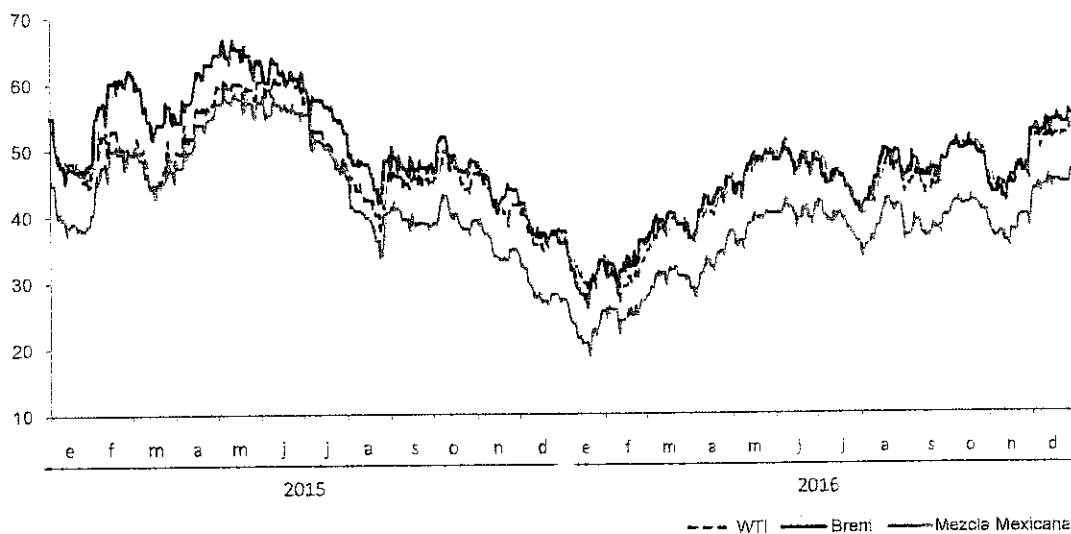
Desde 2014, el mercado internacional de petróleo se ha caracterizado por una sobreoferta de crudo a nivel mundial, propiciada por el incremento en la producción de *shale oil* en Estados Unidos, la decisión de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP), liderada por Arabia Saudita, de mantener su nivel de producción para conservar su participación en el mercado y la reincorporación de las exportaciones de Irán una vez levantadas las sanciones económicas a las que estuvo sujeto este país; que aunada a una desaceleración económica global, se reflejaron en un incremento en los inventarios tanto de crudo como de productos refinados a escala global originando con ello una caída generalizada en los precios.

Durante 2016 los crudos marcadores *West Texas Intermediate (WTI)* y *Brent Dated* registraron un precio promedio de 43.34 dólares por barril (US\$/b) y 43.73 US\$/b, esto es 11% y 17% menor a 2015, respectivamente.

Ante la presión a los ingresos de los países productores de petróleo que se originó con esta caída de precios, en el último trimestre del año la OPEP, junto con algunos países no integrantes de dicha organización, decidieron disminuir la producción de crudo en 1.8 millones de barriles diarios (MMbd) a partir de 2017. Con esta expectativa, las cotizaciones del crudo a nivel global aumentaron paulatinamente, alcanzando durante la última semana de 2016, incrementos de 11% y 5% para los crudos *WTI* y *Brent* sobre el promedio de 2015, respectivamente.

Derivado de su vinculación con los precios internacionales de crudo, el precio de la mezcla mexicana de exportación (MME) se ubicó en 35.63 US\$/b en 2016, una caída de 17.4% respecto al promedio de 2015, con un mínimo en enero de 2016 de 18.90 US\$/b.

Precios de petróleo crudo WTI, Brent y Mezcla Mexicana de Exportación (dólares por barril)



El consumo de gas natural en el mundo continuó su tendencia de crecimiento durante 2016, por desplazamiento del carbón en el uso para la generación de energía eléctrica, aunque de forma moderada, derivado de una menor actividad económica.

En Estados Unidos se experimentó una mayor sobreoferta a la registrada en 2015, llegando a niveles récord de almacenamiento. El efecto en el precio del gas natural en *Henry Hub* fue negativo al promediar 2.49 dólares por millón de *British Thermal Unit* (US\$/MMBtu)^{4/} en 2016, menor 4% al promedio de 2015.

El mercado de referencia de gas natural para nuestro país sigue siendo el de Estados Unidos, de donde se importa este producto para abastecer la demanda nacional, aprovechando su creciente producción y precio bajo.

2.5. Administración de riesgos

La industria del crudo y gas se caracteriza porque sus operaciones están sujetas a riesgo constante, en las comunidades donde tiene presencia; en su personal, expuesto a operaciones de alto riesgo; y en sus instalaciones, propensas a accidentes fortuitos. Aunado a lo anterior, también enfrenta factores de riesgo en los ámbitos financiero y regulatorio, que podrían afectar su desempeño económico y, en última instancia, su sostenimiento como negocio en marcha.

A fin de contar con una cultura de riesgos y realizar una toma de decisiones enfocada a la optimización riesgo-retorno para la creación de valor, Pemex creó un Comité de Riesgos con el objetivo de prever, identificar, administrar, dar seguimiento y evaluar los riesgos que puedan derivarse del desarrollo de las actividades de Pemex. Asimismo, tiene entre sus funciones proponer las políticas de administración de riesgos empresariales, orientadas a la creación de valor, así como los límites de riesgos de negocio aceptables que deberán ser sometidos para aprobación del Consejo de Administración de Pemex.

Al 31 de diciembre de 2016, el Comité de Riesgos ha celebrado siete sesiones incluyendo la de instalación en 2015, en las cuales se han identificado y dado seguimiento a los principales riesgos de Pemex. Entre los temas y acuerdos están los siguientes:

- Identificación de riesgos en los proyectos de inversión ante el nuevo marco regulatorio de Pemex.
- Definición de criterios para el desarrollo de metodologías para la administración de riesgos.
- Propuesta de políticas generales y políticas específicas en materia de riesgos.
- Diseño de la taxonomía de riesgos empresariales a utilizarse, como parte del desarrollo del Marco de Administración de Riesgos Empresariales (MARE), implementado por Pemex.

^{4/} Unidad de referencia para establecer precios domésticos.

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 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.

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

El otorgamiento de crédito comercial de Pemex y sus EPS se encuentra regulado y administrado mediante las “Políticas de Riesgo para el Otorgamiento de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias”, las cuales fueron aprobadas en 2016 por el Consejo de Administración de Pemex. Esta normatividad homologada otorga mayor agilidad y autonomía a las áreas comerciales de las EPS, responde al mercado y conserva el control del riesgo de la operación del crédito comercial en Pemex, permitiendo mantener una cartera vencida prácticamente nula.

Pemex mantiene coberturas de seguros de daños y responsabilidad para los diferentes activos que cubren riesgos por destrucción accidental y repentina, incluidos los ocasionados por actos de terrorismo y sabotaje. Asimismo, mantiene suficientes coberturas de responsabilidad civil general que cubren riesgos de responsabilidades ambientales.

Los seguros contratados por Pemex fueron adecuados a fin de cumplir con la normatividad en materia de seguros de responsabilidad civil, responsabilidad por daño ambiental y el control de pozos, en las obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural, que emitió la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) en junio de 2016.

3. Exploración y producción de hidrocarburos

Pemex desarrolla actividades en materia de exploración, desarrollo de nuevos campos y explotación de crudo y gas para incorporar reservas de hidrocarburos y producir petróleo crudo y gas que permiten abastecer el mercado nacional y exportar excedentes de crudo.

Dadas las nuevas condiciones del mercado, Pemex está replanteando su estrategia utilizando todas las figuras previstas por la Reforma Energética para concretar alianzas que le permitirán diversificar sus riesgos y apoyar sus programas de inversión, con objeto de aumentar la producción y la productividad de sus operaciones, incorporar nuevas reservas, implementar tecnologías para campos complejos, diversificar sus fuentes de financiamiento y mejorar los términos fiscales de la empresa. En una primera fase se ha trabajado en la migración de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) y de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) a los nuevos Contratos de Exploración y Extracción (CEE) y se analizan las características técnicas y económicas de cada una de las asignaciones otorgadas, de manera que se seleccionen aquellas que serán migradas sin socio, las que se migrarán con socio (*farm out*) y las que, en su caso, debieran ser diferidas.

3.1. Exploración y desarrollo

En 2016 se desarrollaron actividades exploratorias para incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos. En aguas profundas, se están tomando acciones que permitan evaluar los recursos, complementando las capacidades para la exploración en estas áreas mediante el desarrollo de alianzas para que en el mediano y largo plazo se puedan incorporar las reservas y la producción con este tipo de recursos.

A finales de 2016 dio comienzo la actividad de adquisición de datos sísmicos tridimensionales (3D) del levantamiento Canin-Suuk, ubicado en aguas someras (Región Marina Suroeste). Este estudio servirá para mejorar la imagen sísmica enfocada a objetivos profundos en rocas del Mesozoico. Los productos terminados de esta actividad se tendrán a partir de 2017.

La actividad exploratoria que se llevó a cabo en 2016 se enfocó principalmente a la búsqueda de aceite en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste y en aguas profundas en el proyecto Área Perdido. Se dio prioridad a la perforación de pozos exploratorios y al procesamiento de datos sísmicos 3D, para incrementar el conocimiento geológico de las cuencas e identificar posibles acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

Se concluyeron 21 pozos exploratorios, resultando seis productores comerciales, siete productores no comerciales y ocho improductivos. El éxito geológico fue 62% y el éxito comercial 29%^{5/}.

En la porción marina de las Cuencas del Sureste se tuvieron descubrimientos sobresalientes con los pozos perforados en aguas someras Pokche-1, Teca-1 y Uchbal-1, los cuales resultaron productores de aceite y gas, adicionando 383 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) a las reservas 3P (probadas + probables + posibles).

En la Cuenca del Golfo de México Profundo, en la provincia del Cinturón Plegado Perdido, se descubrieron dos nuevos campos con los pozos exploratorios Nobilis-1 y Doctus-1, los cuales resultaron productores de aceite y gas, aportando en conjunto 301 MMbpce.

En la porción terrestre de las asignaciones otorgadas a Pemex no se incorporaron valores de reservas.

Estos descubrimientos en conjunto incorporaron una reserva 3P del orden de 684 MMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo.

Para optimizar la incorporación de reservas en el corto plazo, la exploración se enfocará en las áreas más rentables propensas a contener aceite tanto en aguas someras y áreas terrestres, donde Pemex cuenta con la tecnología y la experiencia para descubrir reservas a costos competitivos.

Durante 2016 Pemex realizó la migración del bloque Trion a un Contrato de Exploración y Extracción con socio, con el fin de complementar sus capacidades y compartir los riesgos técnicos y financieros para capturar el valor del campo Trion. Con los resultados de esta operación, Pemex retiene el 40% de participación en el bloque y se asoció con la empresa BHP Billiton para realizar actividades de evaluación del campo Trion y actividades exploratorias en el resto del bloque. Además de la aportación mínima de 570 millones de dólares (MMUS\$), BHP Billiton ganó la licitación con una propuesta adicional de 4% de regalía más un pago en efectivo de 624 MMUS\$. Se espera que Pemex no realice inversiones en este proyecto en los próximos cuatro años. La inversión estimada durante la vida del proyecto se estima en 11 mil millones de dólares (MMMUS\$).

5/ El éxito comercial promedio de las principales empresas petroleras, en el periodo 2011-2015, es de aproximadamente 15%.

Con la finalidad de complementar el portafolio exploratorio, Pemex participó por primera vez en su historia en un proceso competitivo de licitación. En la cuarta convocatoria de la Ronda 1, en donde la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) licitó bloques exploratorios en aguas profundas nacionales, Pemex Exploración y Producción participó en consorcio con Chevron Energía de México (operador) e Inpex Corporation, logrando ganar el Bloque 3 Norte del Área de Perdido en aguas profundas, con una participación de un tercio para cada uno de los socios. En los cuatro primeros años, se realizarán estudios exploratorios que permitan definir la existencia de posibles acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el bloque, con una inversión del orden de 100 millones de pesos.

Al cierre de 2016 se atendieron los requerimientos solicitados por la CNH y por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), para la perforación de tres pozos exploratorios vinculados a yacimientos no convencionales; sin embargo, no pudieron perforarse debido a que la CNH canceló los permisos para la perforación de pozos, en espera de la emisión de la regulación de la ASEA para operar en este tipo de yacimientos.

El 16 de marzo del 2017, la ASEA emitió los lineamientos para la regulación en yacimientos no convencionales, por lo que Pemex retomará la gestión de los permisos ante la CNH y la ASEA para iniciar la perforación de estos pozos exploratorios hacia el último trimestre de 2017, en apego a la normatividad y lineamientos establecidos.

Durante 2016 se tuvieron avances relevantes en la realización de estudios exploratorios dentro de las áreas de Garza, Anhelido y Puchut, que permitieron definir con mayor detalle las características de cada asignación para determinar las áreas de mayor prospectividad por tipo de hidrocarburo (aceite ligero y gas húmedo).

Las nueve asignaciones otorgadas a Pemex para realizar trabajos de exploración y producción en yacimientos no convencionales, están agrupadas en cuatro áreas: tres asignaciones en el área de Garza, ubicadas en la provincia geológica de Burro-Picachos; tres asignaciones en el área Anhelido, ubicadas en el Sur de la Cuenca de Burgos; una asignación en el área de Tantocob y dos asignaciones en el área de Puchut, éstas dos últimas están ubicadas en la Cuenca Tampico-Misantla.

Las actividades realizadas en 2016 en materia exploratoria han permitido amortiguar el ritmo al que venía disminuyendo la reserva 1P. Al 1 de enero de 2017, del total de las reservas 1P de la nación, las asignadas a Petróleos Mexicanos ascendieron a 7,219 millones de barriles de petróleo crudo, condensados y líquidos de plantas y 6,984 mil millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas seco. La relación reserva-producción para reservas probadas es de 7.7 años. Las reservas 3P se encuentran en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la CNH.

Reservas probadas de Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2017

	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Total MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Líquidos de plantas ^{1/} MMb	Gas seco ^{2/} MMbpce	Gas natural MMMpc	Gas seco MMMpc
Probadas	8,561.8	6,537.3	92.4	589.2	1,342.9	9,883.0	6,984.2
Aguas profundas	63.5	0.0	1.4	0.0	62.2	361.7	323.3
Aguas someras	5,747.0	4,897.2	59.3	284.2	506.2	4,267.9	2,632.5
Campos terrestres	2,751.3	1,640.1	31.7	305.0	774.6	5,253.3	4,028.4

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

1/ Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

2/ El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas y suponen 15.6°C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Durante 2016, las reservas probadas 1P fueron afectadas principalmente por los efectos de la extracción de la producción, la cual alcanzó 1,109 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen fue compensado por reservas probadas restituidas, las cuales ascendieron a 40 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Con ello, se obtuvo una tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P^{6/} de 4%. Este valor representa un resultado favorable en comparación a lo obtenido en 2015.

El valor positivo de 40 MMbpce resulta de la incorporación de reservas probadas en campos nuevos de 57 MMbpce y la disminución por 17 MMbpce que corresponden a reclasificación de reservas por desarrollos, revisiones al comportamiento y delimitación.

Los incrementos en las reservas probadas se tuvieron en los campos de Ayatsil, Tekel, Utsil y Maloob y las reducciones corresponden a los campos Jujo-Tecominoacán, los campos del complejo Antonio J. Bermúdez, así como en campos marinos (Tsimin, Ixtal, Kuil y Xux).

3.2. Producción de crudo y gas natural

Los ajustes en la disponibilidad presupuestal de Pemex Exploración y Producción ocurridos a principios de 2016, condujeron a un replanteamiento de las metas de producción con mayor enfoque en rentabilidad, generación de eficiencias y reducción de costos.

En 2016 la producción de petróleo crudo fue 2,153.5 Mbd^{7/}, aunque 113.3 Mbd menor a la del año previo, logró rebasar el objetivo establecido (2,130 Mbd) considerando los ajustes presupuestales, circunstancia que no se observaba desde el 2011, cuando el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación fue 101 US\$/b. Por tipo de crudo, se produjeron 1,102.6 Mbd de pesado, 785.1 Mbd de ligero y 265.8 Mbd de superligero.

6/ Nota: Cociente resultante del total de reservas probadas adicionadas en 2016 entre el volumen producido en el mismo periodo.

7/ La producción de crudo durante el año varió desde 2,259 Mbd en enero hasta 2,035 Mbd en diciembre.

Pemex logró reducir el ritmo de declinación de la producción de crudo, derivada de la menor contribución de los campos Akal y Sihil del Activo Cantarell^{8/}, así como en Ku, Tsimin, Sinan e Ixtal en aguas someras y Samaria en campos terrestres, mediante el desarrollo del campo Xanab y una mayor contribución del campo Xux, así como con la intensificación de la actividad física en los campos Ayatsil y Maloob. De esta manera, la producción total alcanzada refleja el esfuerzo de Pemex para mantener su nivel al incorporar nuevos campos.

Producción de hidrocarburos

	2015	2016	Var. (%)
Crudo (Mbd)	2,266.8	2,153.5	-5.0
Pesado	1,152.3	1,102.6	-4.3
Ligero y superligero	1,114.5	1,050.9	-5.7
Gas hidrocarburo (MMpcd)	5,504.4	4,866.4	-11.6
Asociado	3,929.1	3,614.8	-8.0
No asociado	1,575.3	1,251.6	-20.5
Gas natural (MMpcd) ^{1/}	6,401.0	5,792.5	-9.5
Condensados (Mbd)	39.3	35.3	-10.2

1/ Incluye nitrógeno y CO₂.

La producción de gas natural fue 5,792.5 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), de los cuales 4,866.4 MMpcd correspondieron a gas hidrocarburo (no incluye 926.1 MMpcd de nitrógeno). Se distribuyeron 4,173.2 MMpcd a los complejos procesadores de gas. La entrega neta de gas, descontando los insumos de gas residual para la operación fue 3,023.6 MMpcd.

El envío de gas a complejos procesadores de gas tuvo una disminución de consideración, principalmente por la declinación en la producción de gas seco en el activo Veracruz y de gas húmedo dulce del activo Burgos, asimismo por la menor disponibilidad de gas marino.

En 2016 el gas hidrocarburo enviado a la atmósfera fue 511.4 MMpcd, 17.3% superior al año anterior, debido al incidente en la plataforma Abkatún-A en el mes de febrero y a problemas operativos en sistemas de compresión. El aprovechamiento de gas natural fue 91.2%. Los esfuerzos orientados a incrementar este aprovechamiento permitieron disminuir los niveles de gas enviado a la atmósfera a 392.7 MMpcd en el último mes del año (327 MMpcd el 31 de diciembre).

Se tienen contempladas acciones adicionales comprometidas con la CNH para incrementar el aprovechamiento de gas y disminuir, consecuentemente, las emisiones de gas natural a la atmósfera para alcanzar en el corto plazo el valor de 98% indicado en la normatividad.

8/ El activo Cantarell produjo 2,136 Mbd en 2004 y a consecuencia de la declinación natural de su producción, alcanzó sólo 216 Mbd en 2016.

El costo total de hidrocarburos^{9/} para 2016 alcanzó 16.54 US\$/bpce. Este dato incluye el costo de producción (gasto de operación y derechos de extracción y actividad, dividido entre el número de barriles producidos, que asciende a 7.78 US\$/bpce), así como la inversión en desarrollo, infraestructura de transporte y actividades de descubrimiento. En 2015, el costo total de hidrocarburos fue de 23.20 US\$/bpce, la diferencia favorable en 2016 se explica fundamentalmente por eficiencias operativas, el efecto tipo de cambio y la reducción de actividad.

Los principales proyectos de producción en 2016 fueron:

- Ku-Maloob-Zaap. Produjo 847 Mbd de crudo y 466 MMpcd de gas hidrocarburo, que significaron el 39.3% y 10.1%, respectivamente, de la producción nacional. El proyecto tuvo un ejercicio de 44,849 millones de pesos, que representó un cumplimiento de 100.0% del presupuesto asignado.
- Chuc registró una producción de 220 Mbd de crudo y 330 MMpcd de gas, lo que representó una aportación de 10.2% y 5.7% al total nacional, en el orden citado. El ejercicio de inversión sumó 24,433 millones de pesos, lo que significó un cumplimiento de 100.0%.
- Cantarell se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada: aportó 173 Mbd de crudo y 498 MMpcd de gas hidrocarburo, que representaron 8.0% y 10.2%, respectivamente, de la producción nacional. Su ejercicio de inversión ascendió a 22,150 millones de pesos, con un cumplimiento de 91.0% del presupuesto, debido al menor ejercicio en intervenciones mayores a pozos.
- Yaxché que se encuentra en etapa de desarrollo, produjo un total de 159 Mbd de crudo y 117 MMpcd de gas, contribuyendo con 7.4% y 2.0% de la producción nacional, respectivamente. El proyecto ejerció 14,949 millones de pesos, equivalente al 100.1% del presupuesto asignado, resultado del aumento en los gastos de administración.
- Burgos se encuentra en etapa de declinación y mantenimiento. Aportó 14.9% de la producción de gas con 865 MMpcd, con una inversión de 6,851 millones de pesos.

Como parte de las actividades de desarrollo, durante 2016, se concluyeron un total de 128 pozos, de los cuales 97 fueron productores de petróleo crudo, 13 productores de gas y 18 resultaron improductivos, logrando un éxito de 85.9%. Como parte de estas acciones, la producción en pozos nuevos y con reparaciones mayores totalizó un volumen incremental de 149.3 Mbd, 113.3% superior a la meta de 70 Mbd indicada en el Plan de Negocios 2016-2020.

9/ Para hacer comparable este costo total de hidrocarburos con el estado de resultados de Pemex Exploración y Producción, se le debe sumar el Derecho por la Utilidad Compartida (14.40 US\$/bpce en 2016), con lo que llegaría a 30.94 US\$/bpce, más el costo financiero y los renglones que no representan flujo, tales como amortizaciones y depreciaciones.

En diciembre de 2016 se autorizó el proceso de migración sin socio, el primero de este tipo. Consiste en las asignaciones "A-0120-M Campo Ek" y "AE-0039-M Campo Balam", conforme a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Asimismo, se autorizó la migración a contrato de exploración y producción de Ayin-Batsil en aguas someras y la migración de las asignaciones de los bloques terrestres Cárdenas-Mora y Ogarrío, que se realizarán durante 2017.

3.3. Perforación y servicios

Las actividades de perforación, terminación, reparación y servicios a pozos en campos terrestres y costa afuera las realiza la EPS Pemex Perforación y Servicios, prestando servicios a Pemex Exploración y Producción (PEP) y a terceros independientes, mediante el arrendamiento de equipos de perforación propios y administra contratos de arrendamiento de equipos de empresas con mantenimiento integrado, así como contratos de arrendamiento de equipos con mantenimiento y con tripulación proporcionada por empresas, además de prestar servicio a pozos, como cementaciones, registros, tubería flexible, entre otros.

En 2016 las actividades realizadas para PEP consistieron en la perforación de 39 pozos terrestres y 52 marinos, mientras que se terminaron 39 y 51 pozos, en el mismo orden. En cuanto a la reparación de pozos con equipos, se efectuaron 540 en pozos terrestres y 77 en marinos. Adicionalmente, se completó la perforación de dos pozos no petroleros para terceros. En 2016 PPS perforó con una eficiencia operativa de 93%.

Como parte de su proceso de optimización, PPS lleva a cabo la desincorporación de activos no productivos, el mantenimiento preventivo de su infraestructura para mejorar la eficiencia operativa y realiza entrenamiento especializado para tripulaciones de perforación de alto desempeño.

En 2016, derivado de la Reforma Energética y considerando el entorno competitivo nacional e internacional, se consideraron distintas alternativas de negocio que dieran lugar a nuevas formas de colaboración con socios potenciales, dando como resultado acuerdos de colaboración para participación conjunta que permitirán dar cumplimiento a los objetivos y metas de PPS, además de ajustarse a las medidas de austeridad y racionalización de recursos, en los segmentos donde PPS participa, tales como: fluidos de perforación, equipos de perforación marina autoelevables y equipos de perforación terrestre.

Para 2017 PPS se ha planteado incrementar su participación de mercado, ofertando servicios a empresas operadoras, a las cuales les fueron adjudicados contratos licitados por la CNH.

4. Refinación, proceso de gas y petroquímica

Petróleos Mexicanos es una empresa integrada en toda la cadena de valor del petróleo y gas. Las actividades relacionadas con el procesamiento de hidrocarburos y producción de petroquímicos las realizan las Empresas Productivas Subsidiarias Pemex Transformación Industrial, Pemex Etileno y Pemex Fertilizantes.

La producción de petrolíferos^{10/} se concentra en Pemex Transformación Industrial, mientras que la de petroquímicos^{11/} es la suma de la producción de Pemex Etileno, Pemex Fertilizantes y de los petroquímicos elaborados en Pemex Transformación Industrial.

Pemex Transformación Industrial cuenta con seis refinerías, que integran el Sistema Nacional de Refinación (SNR), donde se procesa el petróleo crudo y del cual se obtienen petrolíferos y algunos petroquímicos, también cuenta con nueve complejos procesadores de gas, en los que se obtiene gas natural seco, gas licuado, materias primas básicas (etano y gasolina natural), que conforme a la legislación vigente se consideran petroquímicos, además de los productos del tren de aromáticos del Centro Petroquímico Cangrejera, conformados por petroquímicos y algunos productos destinados a formar parte de los petrolíferos y del Centro Petroquímico Independencia, donde se elaboran principalmente metanol y especialidades petroquímicas.

Pemex Etileno se orienta a la elaboración de productos de las cadenas del etileno y del propileno en los centros petroquímicos de Morelos y Cangrejera, mientras que a Pemex Fertilizantes le corresponde fundamentalmente el centro petroquímico Cosoleacaque con sus plantas para la producción de amoníaco.

4.1. Transformación industrial

Durante 2016 se procesaron 933.1 Mbd de crudo en el SNR, cifra 12.3% inferior a la registrada en 2015. Por su parte, la utilización de la capacidad de destilación primaria del SNR se ubicó en 56.9%, lo que significó una contracción de 8 puntos porcentuales respecto a 2015.

10/ Petrolíferos: Productos que se obtienen de la refinación del petróleo o del procesamiento del gas natural y que derivan directamente de hidrocarburos, tales como gasolinas, diesel, querosenos, combustóleo y gas licuado de petróleo, entre otros, distintos de los petroquímicos (Ley de Hidrocarburos).

11/ Petroquímicos: Aquellos líquidos o gases que se obtienen del procesamiento del gas natural o de la refinación del petróleo y su transformación, que se utilizan habitualmente como materia prima para la industria (Ley de Hidrocarburos).

Pemex Transformación Industrial
Proceso de petróleo crudo
(miles de barriles diarios)

	2015	2016	Var. (%)
Petróleo crudo	1,064.5	933.1	-12.3
Pesado	483.3	400.3	-17.2
Superligero, ligero y otros	581.2	532.8	-8.3

La producción de petrolíferos en las refinerías fue 945.1 Mbd, 12.6% inferior a 2015. El volumen obtenido de gasolinas fue 310.4 Mbd y de diesel de 216.2 Mbd, con reducciones respecto a 2015 de 59.9 Mbd y 58.5 Mbd, respectivamente. La producción de turbosina registró un descenso de 5 Mbd. La producción de combustóleo promedió 228.1 Mbd, 3.9% menor respecto al año previo, debido principalmente al menor proceso de crudo, además de la reducción en la proporción del crudo pesado en el SNR.

Pemex Transformación Industrial
Elaboración de petrolíferos
(miles de barriles diarios)

Producto	2015	2016	Var. (%)
Petrolíferos, SNR ^{1/}	1,081.8	945.1	-12.6
Gasolinas ^{2/}	370.3	310.4	-16.2
Diesel	274.7	216.2	-21.3
Turbosina	47.8	42.8	-10.5
Combustóleo	237.4	228.1	-3.9
Otros ^{3/}	151.6	147.6	-2.6

1/ No considera gasolinas de plantas petroquímicas, ni gas licuado del SNR.

2/ Se refiere únicamente a gasolinas del crudo.

3/ Incluye gas seco de refinerías, gasóleos, aceite cíclico ligero, aeroflex, asfaltos, coque, extracto furfural, grasas, lubricantes y parafinas.

El comportamiento del proceso y producción de petrolíferos se explica por el incremento en las salidas a mantenimiento no programado de diversas plantas, fundamentalmente en las refinerías de Minatitlán y Madero. En Minatitlán, salió de operación una planta de destilación primaria en el segundo trimestre y una planta catalítica; mientras que en Madero salieron a reparación una planta de destilación primaria en el segundo trimestre, una planta reformadora y una planta hidrosulfuradora de destilados intermedios en el tercer trimestre y una planta catalítica en el último trimestre.

La circunstancia anterior, se vio reflejada en un incremento en los índices de paros no programados, en el índice de intensidad energética y en un menor rendimiento de destilados.

Concepto	2015	2016	
		Observado	Plan de Negocios 2016-2020
Rendimiento de gasolina y destilados intermedios del crudo (%)	65.1	61.0	67.1
Índice de paros no programados (IPNP) SNR ^{1/}	3.7	8.3	3.5
Índice de intensidad energética (IIE) SNR	141.6	153.9	147.0

1/ Por fallas de equipos, proceso, servicios principales y retrasos en reparaciones.

En plantas de gas, se procesaron 3,671.5 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas húmedo, cifra 9.9% inferior con respecto a 2015, como consecuencia de la menor oferta de gas húmedo amargo del Mesozoico (208 MMpcd), marino (67 MMpcd) y de gas húmedo dulce de Burgos (167 MMpcd).

El menor recibo de gas húmedo amargo se debió principalmente al accidente ocurrido en febrero en la plataforma Abkatún-A y a los ajustes en el envío de gas marino por alta concentración de nitrógeno, por lo que la utilización de las plantas de endulzamiento de gas fue 66.3%, 5.1 puntos porcentuales menor respecto al año previo.

El proceso de condensados en los complejos procesadores de gas promedió 41.1 Mbd, 8.9% inferior al año precedente, lo que significó una menor entrega de condensados amargos de Nuevo Pemex y de condensados dulces de Burgos. El índice de utilización de las plantas de endulzamiento de condensados se ubicó en 22%, cifra similar al año anterior.

Pemex Transformación Industrial
Proceso de gas húmedo y condensados
(millones de pies cúbicos diarios)

	2015	2016	Var. (%)
Gas húmedo total	4,072.8	3,671.5	-9.9
Gas húmedo amargo	3,225.3	2,996.9	-7.1
Gas húmedo dulce	847.5	674.6	-20.4
Condensados ^{1/} (Mbd)	45.1	41.1	-8.9

1/ Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

En los complejos procesadores de gas, se separa el gas natural seco a través de procesos criogénicos; como resultado de este proceso se obtienen los líquidos que se separan del gas (licuables) y que posteriormente se envían a las plantas de fraccionamiento, donde se obtiene etano, gas licuado y gasolina natural (naftas). El nivel de utilización del proceso de recuperación de líquidos fue 58.3%, menor en 7.7 puntos porcentuales a 2015 y con un cumplimiento de 84.5% de la meta del Plan de Negocios. También se recupera azufre proveniente de los procesos de endulzamiento. El etano, la gasolina natural y el azufre, conforme a la legislación vigente son petroquímicos.

Pemex Transformación Industrial
Elaboración de productos en complejos procesadores de gas
(miles de barriles diarios)

Producto	2015	2016	Var. (%)
Gas natural (MMpcd) ^{1/}	3,454.4	3,074.2	-11.0
Gas licuado ^{2/}	174.4	159.2	-8.7
Complejos procesadores de gas	149.7	138.9	-7.2
Sistema Nacional de Refinación	21.4	17.2	-19.6
Pemex Exploración y Producción	3.3	3.1	-6.1
Etano ^{3/}	107.3	106.4	-0.8
Gasolina natural ^{4/}	69.1	61.9	-10.4

1/ Incluye la producción de plantas y el etano inyectado a ductos de gas seco, éste último 56.8 MMpcd en 2015 y 27.4 MMpcd en 2016.

2/ Incluye la producción de los complejos procesadores de gas, del SNR y de PEP.

3/ Equivale a 2,230.4 Mt en 2015 y a 2,215.9 Mt en 2016.

4/ Equivale a 2,676.0 Mt en 2015 y a 2,402.5 Mt en 2016.

La producción de gas natural seco se ubicó en 3,074.2 MMpcd, volumen inferior 11.0% con respecto al año anterior, por la reducción de 380.1 MMpcd en la producción de los complejos procesadores de gas^{12/}, como consecuencia de la menor disponibilidad de gas húmedo amargo de PEP y por la disminución de 118.6 MMpcd en la oferta de gas seco directo de campos.

La producción de gas licuado se ubicó en 159.2 Mbd. Del total de la producción, 87.3% provinieron de los complejos procesadores de gas, 10.8% del SNR y 1.9% de PEP. La producción total fue inferior en 15.2 Mbd con respecto a 2015. La principal variación se presentó en los complejos procesadores de gas, cuya producción resultó 10.8 Mbd menor a 2015, principalmente por la menor disponibilidad de gas húmedo amargo previamente comentada.

La producción de etano en los complejos procesadores de gas fue 106.4 Mbd, cifra similar al año anterior. La entrada en operación de la criogénica 2 "modificada" en el Complejo Procesador de Gas (CPG) Ciudad Pemex en abril de 2016 permitió que en los complejos procesadores de gas Nuevo Pemex y Cactus se registrara un aumento de 19 Mbd respecto al año previo en la producción de etano, como resultado del incremento en la recuperación de líquidos.

La producción de gasolina natural promedió 61.9 Mbd, volumen 10.4% inferior respecto al año previo, debido a la menor oferta de condensados de PEP que afectó principalmente a los complejos de Nuevo Pemex y Burgos.

12/ Cuando se refiere a los complejos procesadores de gas se incluye al Complejo Procesador de Gas y Petroquímicos Área Coatzacoalcos.

Concepto	2015	2016	
		Observado	Plan de Negocios 2016-2020
Índice de paros no programados (IPNP) CPG ^{1/}	1.2 ^{2/}	3.1	1.5
Nivel de utilización de CPG (%)	66	58.3	69

1/ Por fallas de equipos, proceso, servicios principales y retrasos en reparaciones.

2/ Incluye IPNP por causas internas (propias): fallas de equipo y retrasos en reparaciones (incluye fallas de servicios principales en los centros que son autosuficientes).

Pemex Transformación Industrial
Elaboración de petroquímicos
(miles de toneladas)

Producto	2015	2016	Var. (%)
Petroquímicos ^{1/}	8,209.8	7,444.0	-9.3
Aromáticos y derivados ^{2/}	1,021.7	940.2	-8.0
Propano-propileno ^{3/}	440.9	333.4	-24.4
Materia prima para negro de humo ^{3/}	297.6	288.0	-3.2
Metanol ^{4/}	160.9	145.1	-9.8
Azufre ^{5/}	858.6	673.3	-21.5
Etano y gasolina natural ^{6/}	4,906.2	4,618.4	-5.9
Otros	554.6	526.0	-5.1
Petroquímicos ^{7/}	523.9	445.6	-14.9
Gasolinas (petrolíferos) ^{8/}	30.7	80.4	161.7

1/ Producción bruta. La producción neta corresponde al producto destinado a ventas.

2/ Plantas de Cangrejera (Complejo Procesador de Gas y Petroquímicos Área Coatzacoalcos). Incluye aromina, benceno, estireno, tolueno, etilbenceno, fluxoil, hidrocarburo de alto octano, tolueno y xilenos.

3/ Sistema Nacional de Refinación.

4/ Complejo Petroquímico Independencia (San Martín Texmelucan).

5/ Proveniente del SNR, complejos procesadores de gas y PEP.

6/ Etano y gasolina natural de complejos procesadores de gas.

7/ Butanos, especialidades petroquímicas, hexano, hidrógeno, pentanos, líquidos de BTX, isopropanol y anhídrido carbónico.

8/ Gasnafta, gasolina base octano y nafta pesada del CPG Área Coatzacoalcos. Por ser petrolíferos no se contabilizan con los petroquímicos. Se enviaron a refinerías 11.2 Mbd en 2015 y 14.9 Mbd en 2016.

Pemex Transformación Industrial ha diseñado un portafolio de proyectos que le permitirá, entre otros aspectos, disponer de una adecuada infraestructura de proceso para aprovechar la oferta de hidrocarburos de PEP y atender la demanda de sus productos.

- Aprovechamiento de residuales en la Refinería Miguel Hidalgo (Tula). Busca capturar los márgenes de la refinación, eliminar la producción de combustóleo y la problemática derivada de su manejo, modernizando el esquema de procesamiento de la refinería para incrementar su eficiencia mediante el aprovechamiento de residuales para generar productos de mayor valor. Al cierre de 2016, el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle registró un avance de 99%.

- Conversión de residuales Salamanca. Tiene por objetivo posicionar a la refinería de Salamanca como una instalación de alta conversión, rentable, competitiva, eficiente, segura y ambientalmente limpia, mediante la conversión de las corrientes residuales en destilados de mayor valor, eliminando la producción de combustóleo. Al cierre de 2016, todas las ingenierías básicas y básicas extendidas están concluidas. El avance en el desarrollo de las ingenierías de detalle de las plantas de proceso y servicios auxiliares fue 98%.
- Pemex mantiene su compromiso con el medio ambiente, para lo cual desarrolla su proyecto de Calidad de Combustibles. Este esfuerzo se orienta en dotar al SNR de la infraestructura necesaria para producir combustibles con calidad Ultra Bajo Azufre (UBA) para dar cumplimiento a la normatividad ambiental (NOM-016-CRE-2016). Consta de dos fases: gasolinas y diesel
 - Fase gasolinas. Considera principalmente la construcción de unidades hidrodesulfuradoras de gasolina catalítica (ULSG, por sus siglas en inglés) y unidades regeneradoras de amina. Al cierre de 2016, todas las plantas se encuentran operando y en etapa de cierre administrativo.
 - Calidad de combustibles, fase diesel Cadereyta. Contempla la construcción de una nueva planta hidrodesulfuradora de destilados intermedios, una planta de hidrógeno, una planta de tratamiento de aguas amargas, una recuperadora de azufre, servicios auxiliares asociados, así como su integración y modernización de tres unidades existentes para producir diesel UBA con 15 ppm. El proyecto tiene un avance financiero de 68% y está suspendido desde abril de 2016 por ajustes al presupuesto.
 - Calidad de combustibles, fase diesel resto del SNR. Considera la construcción de cuatro plantas hidrodesulfuradoras de diesel, modernización de 14 plantas, así como 15 plantas nuevas (cuatro de hidrógeno, cuatro recuperadoras de aminas, tres plantas recuperadoras de azufre, cuatro de tratamiento de aguas amargas) y servicios auxiliares e integración en el SNR. El proyecto tiene un avance financiero de 10% y se encuentra suspendido desde octubre de 2016 por ajustes al presupuesto.
- Almacenamiento subterráneo de gas licuado. Considera la construcción de una caverna con capacidad de 1.8 millones de barriles (MMb) en un domo salino situado en Shalapa, Veracruz, que permitirá capturar el beneficio derivado de la estacionalidad de los precios de dicho producto, mitigar los efectos originados por contingencias en ductos, así como minimizar penalizaciones por retrasos en las descargas de gas licuado importado por medio de buques tanque.

Pemex Transformación Industrial ha establecido como reto principal revertir las pérdidas económicas y operativas utilizando los instrumentos y la flexibilidad que ofrece la reforma energética. Su estrategia de negocio consiste en operar de manera segura, confiable, rentable y sustentable, para lo cual se contempla:

- Incrementar la confiabilidad, fortalecer la seguridad y minimizar el impacto ambiental.
- Estabilizar las operaciones y maximizar la rentabilidad de las instalaciones productivas.
- Formalizar alianzas y concentrarse en actividades sustantivas.
- Optimizar el abasto y maximizar la captura de márgenes comerciales.

Los proyectos estratégicos que se desarrollarán en los próximos años en esta línea de negocio habilitarán alianzas y asociaciones con empresas que participen en inversión, construcción y operación con el fin de compartir riesgos y beneficios de cada proyecto.

La ejecución de la estrategia inició con el suministro de hidrógeno a la refinería de Tula por parte de terceros y en febrero de 2017 se firmó la primera alianza estratégica, mediante la cual operará la planta de hidrógeno existente y se invertirá en una segunda planta para suministrar el total del hidrógeno requerido para los proyectos de ampliación de la refinería.

Uno de los elementos que permitirá mejorar los resultados de esta línea de negocio es el reconocimiento de los costos de transporte en los precios de la gasolina y el diesel.

4.2. Etileno

Pemex Etileno cuenta con el Complejo Petroquímico Morelos, donde se produce principalmente etileno, polietileno, óxido de etileno, glicoles, acrilonitrilo y propileno, además de algunas plantas del Complejo Procesador de Gas y Petroquímicos Cangrejera para la producción de etileno y polietilenos. Estos productos cuentan en general con márgenes favorables que se busca aprovechar.

La producción de petroquímicos en Pemex Etileno en 2016 alcanzó 2,528.7 Mt, 14.8% inferior al mismo periodo del año anterior. En abril de 2016 entró en operación el complejo del consorcio Braskem-Idesa (Etileno XXI), lo que derivó en una marcada reducción en el suministro de etano a Pemex Etileno, lo que hace necesario asegurar el suministro de materia prima.

En 2016 se tuvo baja disponibilidad de materia prima en la Terminal Refrigerada de Etileno y Embarque Pajaritos, lo que impidió almacenar etileno para su posterior consumo durante los periodos de bajo suministro de etano. Por otra parte, las plantas procesadoras de etileno presentaron paros no programados por diversas fallas, lo que propició periodos de rechazo de etano que no se convirtió a etileno y no se almacenó, por estar fuera de operación la terminal.

Producción de petroquímicos de Pemex Etileno
(miles de toneladas)

Producto	2015	2016	Var. (%)
Petroquímicos ^{1/}	2,969.7	2,528.7	-14.8
Derivados del etano	1,992.8	1,690.7	-15.2
Etileno	916.6	758.0	-17.3
Glicoles etilénicos	173.0	165.9	-4.1
Óxido de etileno	337.7	293.7	-13.0
Polietilenos	565.5	473.1	-16.3
Otros ^{2/}	976.9	838.0	-14.2

1/ Producción bruta. La producción neta corresponde al producto destinado a ventas.

2/ Incluye acetronitrilo, ácido cianhídrico, acrilonitrilo, propileno, oxígeno, nitrógeno, anhídrido carbónico, hidrógeno, butano crudo, líquidos de pirólisis, corriente de proceso destinado a incineración (CPDI) y ceras polietilénicas.

Durante 2016 la producción de derivados del etano fue 1,690.7 Mt, 15.2% menor a lo reportado el año previo, las consecuencias del menor suministro de etano fueron:

- La producción de óxido de etileno disminuyó 13%, lo que afectó la producción de glicoles.
- El polietileno de alta densidad se redujo 28.2% respecto al año anterior, con menor producción de las plantas Asahi y Mitsui. En esta situación también influyeron paros no programados debido a la falta de hexano, causados por problemas operativos en el tren de aromáticos de Cangrejera y por fallas de diversos equipos en las secciones de reacción y extrusión de las plantas de Asahi y Mitsui.
- La producción de polietileno de baja densidad fue 24.3% menor a 2015. De abril a octubre operaron sólo dos de las tres líneas de producción, mientras que en noviembre y diciembre se realizó mantenimiento general a los trenes 2 y 3. También se tuvieron paros no programados debido a la descomposición de la reacción y fallas de equipos en las secciones de reacción, compresión y extrusión.

Para poder aprovechar los márgenes de sus productos y consolidarse como una empresa rentable, Pemex Etileno busca mejorar la confiabilidad y eficiencia de sus plantas. En 2016, el índice de paros no programados en plantas petroquímicas fue 5.9 por causa propias, el triple de la meta de 1.4, debido a problemas operativos que se originaron en la recurrencia de fallas en equipos críticos de las plantas de proceso de la cadena de etano. El porcentaje de utilización de las plantas en 2016 fue 69%, en gran medida por la reducción en el suministro de etano.

Concepto	2015	2016	
		Observado	Plan de Negocios 2016-2020
Utilización de capacidad (%)	81	69	78.0-85.0
Índice de consumo de energía (GJ/t)	-	15	16.5-14.2

En línea con la necesidad de mejorar la confiabilidad operativa y la eficiencia de las plantas, al cierre de 2016 Pemex Etileno tenía un total de 33 proyectos en ejecución. La mayor parte de los recursos se ejercieron en 10 proyectos; 8 de ellos de mantenimiento, uno de infraestructura y uno de modernización. Resaltan el mantenimiento de las plantas de óxido de etileno y de polietileno de baja densidad en el Complejo Petroquímico Cangrejera, los proyectos de seguridad física y protección ambiental en el Complejo Petroquímico Morelos, el mantenimiento a la planta de etileno en Morelos y la modernización y optimización de la infraestructura de servicios auxiliares en Cangrejera.

Con el fin de mitigar el impacto por la falta de suministro de materias primas y mejorar los resultados en 2017, aprovechando los altos márgenes de algunos de sus productos, Pemex Etileno tiene contemplado: maximizar el aprovechamiento de etano a través del almacenamiento y la diversificación en materia prima (producción de etileno a partir de propano); cierre de negocios no rentables; y realizar alianzas en el suministro de oxígeno y nitrógeno, el tratamiento de agua y la cogeneración de electricidad y vapor.

4.3. Fertilizantes

Con la perspectiva de integrar la cadena de valor del amoníaco, Pemex Fertilizantes cuenta con el Complejo Petroquímico Cosoleacaque. En 2016 la producción de este complejo fue 1,318.5 Mt, 6.2% menor a la registrada en 2015 de 1,405.9 Mt. Del total, 532.8 Mt correspondieron a amoníaco^{13/}, lo que significó una reducción de 7.4% respecto al año previo. Esta situación fue resultado de una limitada disponibilidad de gas natural en el primer semestre del año y de fallas operativas, que impidieron operar a mayor capacidad las plantas de amoníaco.

13/ La diferencia corresponde a anhídrido carbónico que se utiliza en la industria refresquera.

Concepto	2015	2016	
		Observado	Plan de Negocios 2016-2020
Factor de insumo amoniaco (MMBtu/t)	26.61	26.72	24.0-28.0
Producción de amoniaco (Mt)	575	533	420-904

Uno de los indicadores relevantes en la producción de amoniaco es el índice de consumo de energía, cuyo comportamiento fue afectado por paros no programados y por la falta de materia prima. Se realiza mantenimiento programado a las instalaciones de producción con objeto de mejorar su confiabilidad y eficiencia.

Pemex busca aprovechar los instrumentos que tiene a su alcance para integrar la cadena de valor del amoniaco y asegurar el suministro de gas.

4.4. Cogeneración

Los procesos productivos de Pemex demandan cantidades significativas de energía térmica (en forma de vapor) y energía eléctrica. Mediante esquemas de cogeneración es posible producir simultáneamente energía eléctrica y vapor cumpliendo con altos estándares de eficiencia.

Pemex tiene una demanda de vapor del orden de 8,800 toneladas por hora que actualmente genera en sus centros de trabajo. Durante 2016 se generaron 561 toneladas por hora mediante cogeneración eficiente en la Planta de Cogeneración en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex. Adicionalmente, en 2017 iniciará el suministro a la refinería de Salamanca de 662 toneladas por hora de vapor generadas en un proyecto externo de cogeneración desarrollado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), por lo que todavía existe un área de oportunidad de suministro de 7,577 toneladas por hora de vapor.

En 2016 a través de la planta de Cogeneración de Nuevo Pemex, se suministraron 298 megavatios (MW) de energía eléctrica al Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex y 191 centros de trabajo de Petróleos Mexicanos y sus EPS en todo el país.

Pemex Cogeneración y Servicios tiene estructurada una cartera de proyectos para aprovechar este potencial, dentro los que se encuentra la incorporación de un tercer tren en Nuevo Pemex y los asociados a la refinería de Tuía.

5. Logística y comercialización

5.1. Logística

A raíz de la Reforma Energética, los activos de Pemex dedicados a realizar la logística de crudo y petrolíferos se constituyeron en Pemex Logística. Esta EPS cuenta con una enorme infraestructura a lo largo y ancho del país, con la que desarrolla diversas actividades que comprenden transporte por ducto de crudo, productos petrolíferos y gas natural, transporte por buque tanque de productos, transporte terrestre por carro tanque y auto tanque y almacenamiento y diversos servicios portuarios como: pilotaje, amarre, remolcado, conexión y desconexión de buques, entre otros. De esta forma, Pemex Logística se posiciona como la quinta empresa logística en término de activos y la única en México con capacidad de transportar, tratar y almacenar crudo y petrolíferos.

Actualmente, Pemex Transformación Industrial y Pemex Exploración y Producción son los principales usuarios de los servicios prestados por Pemex Logística. Asimismo, se prestan servicios de transporte y almacenamiento a otros clientes como la CFE, Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA) y a distribuidores de gas licuado, gasolinas y estaciones de servicio.

En 2016 Pemex Logística transportó por ducto un total de 58,014.5 millones de toneladas-kilómetro de crudo y productos petrolíferos, cantidad menor en 11.3% con respecto a 2015^{14/} debido principalmente a una menor disponibilidad de crudo de PEP y al bajo proceso en refinerías.

Con respecto al servicio de operación y mantenimiento de gas natural prestado al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) se transportaron 5,440 MMpcd^{15/}, cifra 3% inferior a la observada en 2015. La diferencia fue motivada principalmente por reducción de la oferta de gas húmedo amargo de PEP hacia los complejos procesadores de gas de Burgos, Cactus y Nuevo Pemex y a la baja oferta de gas directo de campos de PEP. Con la apertura de mercados, Pemex Logística tiene el reto de competir en un mercado regulado, con lo que está en posibilidad de, además de dar servicio a Pemex, atender a otras empresas con tarifas competitivas, para lo cual ha obtenido 146 permisos de las autoridades regulatorias.

14/ El dato de 2015 se recalculó con base en la metodología empleada a partir de 2016.

15/ Incluye 655 MMpcd estimados de la CFE, conforme a su capacidad de importación acordada con SENER-Pemex TRI-CRE para el año 2016.

Permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía y la Secretaría de Energía

Tratamiento y logística primaria	Transporte por ducto	Almacenamiento	Otros
Sistemas de transporte por oleoductos y gasoductos	Sistemas	- 74 Terminales de almacenamiento y despacho	- Cuatro permisos para transporte terrestre
- Altamira Integral	- Rosarito	- Siete para terminales marítimas, cuatro de ellos en Pajaritos (petrolíferos, petroquímicos, hidrocarburos, gas licuado)	- 32 permisos para buques tanque (16 para petróleo y 16 para petrolíferos)
- Misión	- Guaymas	- Cinco terminales de distribución de gas licuado	- Seis permisos para chalanes
- Santuario	- Topolobampo		
- Aceite Terrestre Sur ^{1/}	- Norte		
- Condensado Terrestre Sur ^{1/}	- Sur-Golfo-Centro-Occidente		
- Gas Marino Mesozoico ^{1/}	- Progreso		
- Dos permisos de tratamiento (Dos Bocas y Altamira otorgados por SENER)	- Oleoductos		
	- Petroquímicos		
	- Sistema Hobbs-Méndez		
	- Sistema Nacional de GLP		

1/ Permisos de transporte que continúan en proceso de subrogación de PEP a PLOG ante la Comisión Reguladora de Energía.

Una situación relevante es el hecho de que en 2016 se observó un incremento del 24% en las pérdidas de petrolíferos por sustracción en los poliductos de Pemex. Esta situación afecta en forma sensible los ingresos e incrementa los costos de operación asociados a la mitigación de los daños colaterales en la sustracción ilegal de combustibles.

Para combatir esta situación, Petróleos Mexicanos desarrolló acciones como la modernización y optimización de las operaciones del sistema de distribución y mejoró su coordinación con las distintas autoridades civiles y militares que coadyuvaron en la salvaguarda del patrimonio de Pemex.

Se analiza la cartera de proyectos principales de Pemex Logística a fin de generar un replanteamiento contemplando la disponibilidad de recursos, el acceso a financiamientos, niveles de riesgos y mecanismos de implementación. Todo esto alineado con la estrategia de reducción de costos y modernización de infraestructura para poder competir en una industria regulada, dar solución a problemas de infraestructura redundante e infraestructura saturada y focalización de los mercados más rentables y estratégicos.

- Para el transporte de hidrocarburos se encuentra en ejecución el proyecto para la modernización de la flota menor con un monto estimado de 4,346 MMUS\$, que contribuirá a garantizar el cumplimiento de los programas de distribución de productos petrolíferos en ambos litorales. Consiste en la construcción de 16 remolcadores azimutales, tres remolcadores cicloidales y dos embarcaciones multipropósito. En 2016 se entregaron cuatro remolcadores azimutales de los cuales dos operan en la Terminal Marítima de Tuxpan, uno en la Terminal Marítima Pajaritos y uno en la Terminal Marítima Guaymas.

- Con respecto al almacenamiento de refinados, se implementó el proyecto para la reubicación de la Terminal de Almacenamiento y Despacho (TAD) Tapachula II, con capacidad de almacenamiento de 65 mil barriles (Mb) y una inversión de 922 millones de pesos, que comenzó a operar en enero de 2017. Este proyecto amplió la capacidad de almacenamiento y permite un mejor servicio a su área de influencia.
- Se rehabilitó un sistema de bombeo por ducto de la Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios Pajaritos al SNR a través de la estación de bombeo de Nuevo Teapa, que permitirá a Pemex mezclar crudo ligero de importación con el crudo pesado nacional y así mejorar el proceso de elaboración de combustibles en las refinerías de Tula, Salina Cruz y Salamanca.
- Se construyó un tanque de almacenamiento con capacidad de 100 Mb para combustóleo pesado en la TAD Lázaro Cárdenas, Michoacán. La operación de este tanque incrementará 28% la capacidad de almacenamiento, que otorga mayor flexibilidad y eficiencia en el desalajo del combustóleo.
- Referente al Tratamiento y Logística Primaria, en 2016 continuó la ejecución de proyectos para acondicionamiento de crudo (deshidratación y desalado) en la Terminal Marítima Dos Bocas, mediante la modificación de dos tanques a tipo *Gun Barrel*, así como un sistema de calentamiento de crudo Maya. El avance físico fue 99%. Asimismo, el proyecto para la construcción e interconexión de los sistemas de mezclado de crudo en dicha terminal tiene un avance físico de 93%.
- En transporte de gas se realizó la adecuación del cabezal general de descarga de gas amargo de 36 pulgadas de diámetro en el Centro de Proceso y Transporte de Gas (CPTG) Atasta, que permitirá aumentar a 1,700 MMpcd el envío de gas amargo de CPTG Atasta al Centro de Distribución de Gas Marino (CDGM) Ciudad Pemex. Esta obra inició su operación en enero de 2016.

En lo que respecta al mantenimiento, para atender aspectos críticos de la operación, en 2016 se programó la inspección interior con equipo instrumentado de 7,235 km de ductos a nivel nacional, así como la rehabilitación de indicaciones de integridad para atención inmediata.

La administración de la integridad mecánica de los sistemas de transporte por ducto es la actividad medular para garantizar las condiciones de transporte de productos petrolíferos, por lo que se busca priorizar recursos a fin de evitar afectaciones a las capacidades de transporte.

Con el objetivo de garantizar la disponibilidad mecánica de los sistemas de transporte por ducto, sostener la capacidad de transporte y preparar la infraestructura para futuros incrementos, durante 2016 se rehabilitaron 473 indicaciones, evitando pérdidas de contención y riesgos por eventos no deseados. Se rehabilitaron 79 sistemas de protección catódica, con lo que se contribuyó a la eficiencia de la protección contra la corrosión.

Por otro lado, en diciembre de 2016, Pemex Logística y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicaron la Convocatoria para participar en el procedimiento de Temporada Abierta para los sistemas de almacenamiento y transporte por medio de ductos de gasolinas y diesel. Entró en operación la plataforma electrónica *Data Room* cuyo contenido es de carácter técnico, operativo y financiero de los sistemas de transporte por ducto y almacenamiento. Se presentó la mecánica de subasta a seguir así como los criterios de asignación de capacidad. El fallo de la primera temporada abierta está programado para abril de 2017.

5.2 Comercialización

Pemex Transformación Industrial, Pemex Etileno y Pemex Fertilizantes comercializan sus productos en el mercado nacional, donde tienen el reto de enfrentar la apertura del mercado, lo que en la actualidad se refleja de manera preponderante en la liberación del mercado de gasolinas, la regulación asimétrica de mercado de gas natural y la pérdida de mercado de gas licuado. En el ámbito internacional, las operaciones de exportación de crudo y la comercialización de petrolíferos se realizan a través de PMI Comercio Internacional.

Mercado interno de hidrocarburos

En 2016 Pemex Transformación Industrial comercializó 1,446.0 Mbd de productos petrolíferos, cifra 1.4% superior al año anterior. Los productos con mayor participación fueron gasolinas y diesel con 56.9% y 26.8% de las ventas totales, respectivamente.

La venta de turbosina fue 76.2 Mbd, 7.6% superior a la realizada en 2015. El combustóleo total promedió 102.6 Mbd, 8.1% inferior al volumen vendido en el año previo, del cual 100.8 Mbd correspondieron a combustóleo pesado, volumen 8.4% inferior a 2015, originado por menores ventas a la CFE.

Pemex Transformación Industrial Ventas internas de petrolíferos (miles de barriles diarios)

Concepto	2015	2016	Var. (%)
Petrolíferos ^{1/}	1,426.7	1,446.0	1.4
Gasolinas automotrices	792.8	822.6	3.8
Pemex Magna	638.0	637.5	-0.1
Pemex Premium UBA	154.8	185.1	19.6
Turbosina	70.8	76.2	7.6
Diesel	384.7	387.2	0.6
Pemex Diesel	330.6	335.5	1.5
Otros	54.1	51.8	-4.4
Combustóleo	111.7	102.6	-8.1
Otros petrolíferos ^{2/}	66.7	57.4	-13.9

1/ No incluye gas licuado.

2/ Incluye gasavión 100-130, gasolina de llenado inicial, citrolina, gasóleos, asfaltos, lubricantes básicos, parafinas y coque.

Al cierre del año, el precio de Pemex Diesel se ubicó en 14.63 pesos por litro, la gasolina Pemex Magna en 13.98 pesos por litro y la gasolina Pemex Premium en 14.81 pesos por litro. El comportamiento mensual de los precios al público de las gasolinas y diesel se estableció en los términos previstos en la política económica determinada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para el ejercicio fiscal 2016^{16/}.

Para atender la comercialización de combustibles automotrices, al cierre de 2016 operaban 11,578 estaciones de servicio con la franquicia Pemex, 368 más que las existentes un año antes.

Concepto	2015	2016	
		Observado	Plan de Negocios 2016-2020
Participación mínima en el mercado de importación de petrolíferos (%) ^{17/}	100	>99	100

1/ Los permisos para importación de combustibles de transporte por parte de terceros fueron adelantados por la autoridad para iniciar el 1 de abril de 2016. No obstante, la posibilidad de transportar por los sistemas logísticos se tendrá en 2017.

En el ejercicio 2016 se comercializaron en el mercado interno 3,347.3 MMpcd de gas natural^{17/}, volumen 3.1% superior al año previo.

- El sector eléctrico demandó 1,352.4 MMpcd de gas natural, 110.4 MMpcd menos que el año anterior, lo cual se explica por la reducción en el uso de gas natural para la generación de electricidad y porque la CFE importa gas natural desde noviembre de 2014.
- Los sectores industrial, distribuidoras y comercializadoras mantuvieron el crecimiento en su demanda que superó 11.8% lo registrado en 2015, con un consumo de 1,994.9 MMpcd.

En materia de gas natural, Pemex se encuentra sujeto a la regulación asimétrica establecida por la CRE, que marca una cesión gradual del mercado hasta sumar 70%. Pemex Transformación Industrial ha identificado un mercado objetivo, seleccionado con criterios de rentabilidad para la empresa y está afinando la estrategia de mercado al respecto.

16/ La gasolina Pemex Magna corresponde a la gasolina menor a 92 octanos y la Pemex Premium a la igual o mayor a 92 octanos, conforme se denominan en el Diario Oficial de la Federación.

17/ Únicamente se comercializa gas natural seco. En los complejos procesadores de gas se recibe el gas húmedo, tanto dulce como amargo, del cual se separa el gas natural seco y se recuperan los líquidos del gas, que posteriormente se fraccionan para obtener etano, gas licuado y gasolina natural.

En 2016 la CRE emitió la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, los cuales se ajustan a las referencias internacionales de cotización y, como ajuste por transporte en México, a las tarifas máximas autorizadas para el Sistema Nacional de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS).

El gas licuado registró ventas de 200.7 Mbd, inferiores 27.6% al año previo, debido a la participación de particulares en el mercado, que desde marzo de 2016 pueden realizar importaciones y que desde años atrás contaban con la infraestructura necesaria para tal propósito.

En 2016 Pemex implementó mecanismos para contener los efectos de la pérdida de mercado mencionada. De marzo a mayo resaltaron una serie de descuentos focalizados a los principales clientes. Para junio, a PTRI se le autorizó la aplicación de un mayor margen de descuento en las diferentes regiones, vigente para el resto del año. En 2017 se contempla impulsar esquemas de precios diferenciados, principalmente por volumen.

Como parte de su estrategia comercial, Pemex Transformación Industrial busca mejorar su índice de Satisfacción de Clientes, que le permita posicionarse mejor en el mercado abierto, así como reducir la proporción de sus costos de importación no reconocidos con respecto de las ventas.

Concepto	2015	2016	
		Observado	Plan de Negocios 2016-2020
Índice de Satisfacción de Clientes (%)	82	88	80-85
Costos de importación no reconocidos/ventas (%)	2.4	2.9	0.50

En 2016 Petróleos Mexicanos en su conjunto comercializó 4,000.7 Mt de productos petroquímicos, volumen 6% mayor al año previo, de los cuales a Pemex Transformación Industrial correspondieron 2,151.1 Mt, a Pemex Etileno 915.4 Mt y a Pemex Fertilizantes 934.3 Mt.

En Pemex Transformación Industrial se incrementó la comercialización de etano, como resultado de la entrada en operación, en abril de 2016, de la planta de polietileno de Braskem-Idesa abastecida por Pemex. De esta forma las ventas alcanzaron 606 Mt, más de tres veces las registradas en el año previo.

El volumen de ventas de propileno (grado refinería y grado químico) se ubicó en 252.9 Mt, 68.5 Mt debajo de lo observado en 2015, debido a una menor oferta del producto por problemas operativos en la refinería de Madero.

Pemex Etileno comercializó 467.3 Mt de polietilenos (374.2 Mt de polietileno de baja densidad y 93.1 Mt de polietileno de alta densidad), volumen 15.3% inferior al año previo debido a falta de disponibilidad de materia prima, etano y a problemas operativos.

Las ventas de amoniaco por parte de Pemex Fertilizantes crecieron 17.0% con respecto a 2015 al alcanzar 752.8 Mt.

Ventas internas de productos petroquímicos

(miles de toneladas)

	2015	2016	Var. (%)
Petróleos Mexicanos	3,775.0	4,000.7	6.0
Pemex Transformación Industrial	1,841.2	2,151.1	16.8
Propileno	321.4	252.9	-21.3
Etano	175.9	606.0	244.5
Metanol	112.0	111.3	-0.6
Estireno	101.0	33.9	-66.4
Otros	1,130.9	1,147.0	1.4
Pemex Etileno	1,114.3	915.3	-17.9
Polietilenos	551.7	467.3	-15.3
Óxido de etileno	223.5	181.3	-18.9
Glicoles etilénicos	175.0	167.5	-4.3
Otros	164.1	99.2	-39.5
Pemex Fertilizantes	819.5	934.3	14.0
Amoniaco	643.4	752.8	17.0
Otros	176.1	181.5	3.1

La estrategia comercial de Pemex Etileno contempla mantenerse como un proveedor confiable y conservar su porcentaje de participación en sus mercados objetivo.

Concepto	2015	2016	
		Observado	Plan de Negocios 2016-2020
Índice de calidad (acrilonitrilo, óxido de etileno y polietileno) (%)		100	96.0-97.4
Participación de productos en mercados objetivo (óxido de etileno) (%)	100	100	100
Participación de productos en mercados objetivo (polietilenos) (%)		23	33.57-34.41

Comercio exterior

Petróleos Mexicanos realiza un vasto comercio internacional. Exporta principalmente petróleo crudo, combustóleo y gasolina natural, mientras que importa fundamentalmente petrolíferos, gas natural y gas licuado. PMI Comercio Internacional realiza la exportación de crudo y la importación de productos refinados y se encuentra posicionado como uno de los comercializadores más relevantes del mundo, que tiene ahora el reto de constituirse en un comercializador global competitivo en precios y con excelencia en servicios a la vez de continuar atendiendo los requerimientos de las EPS.

Durante 2016 el petróleo crudo exportado promedió 1,194.4 Mbd, 1.9% mayor a lo registrado en 2015; por tipo, el crudo Maya participó con 78.2% del volumen exportado, el Istmo con 12.8% y el Olmeca con 9%; en tanto que el volumen de combustóleo y gasolina natural comercializado en el exterior alcanzó 113.3 Mbd y 52.7 Mbd, respectivamente.

Las importaciones de gas natural promediaron 1,933.9 MMpcd, volumen 36.6% superior al registrado en 2015, debido al aumento en el consumo interno y por la reducción en la producción de los complejos procesadores de gas. Este volumen considera la importación de gas natural a través del Sistema Los Ramones que inició operaciones en diciembre de 2015 (Fase I) y en mayo 2016 (Fase II).

A su vez, las importaciones de petrolíferos y gas licuado fueron de 799.5 Mbd, cifra superior en 8.1% a la registrada en 2015, por la reducción en la producción nacional y por un incremento en la demanda.

Volumen del comercio exterior de hidrocarburos

Concepto	(miles de barriles diarios)		Var (%)
	2015	2016	
Exportaciones			
Petróleo crudo	1,172.4	1,194.4	1.9
Maya ^{1/}	854.2	933.7	9.3
Istmo	194.0	152.7	-21.3
Olmeca	124.2	108.0	-13.0
Condensados	1.1	0.0	-100.0
Gas natural (MMpcd)	2.7	2.2	-18.5
Gasolina natural	62.9	52.7	-16.2
Petrolíferos y gas licuado	130.8	132.9	1.6
Petroquímicos (Mt)	333.8	124.7	-62.6
Importaciones			
Gas natural (MMpcd)	1,415.8	1,933.9	36.6
Petrolíferos y gas licuado	739.8	799.5	8.1
Petroquímicos (Mt)	107.3	278.2	159.3

1/ Incluye los crudos Altamira y Talam.

Las transacciones relativas al comercio exterior se reflejan en la balanza comercial de Petróleos Mexicanos, la cual registró en 2016 un déficit de 2,375.7 MMUS\$, frente a un superávit de 263.2 MMUS\$ el año previo, como resultado de la disminución en el valor de las exportaciones en 3,625 MMUS\$, que no fue compensado por la disminución en las importaciones por 986.1 MMUS\$.

Balanza comercial de hidrocarburos

(millones de dólares)

Concepto	2015	2016	Var. (%)
Saldo	263.2	-2,375.7	-
Exportaciones	21,116.9	17,491.9	-17.2
Petróleo crudo	18,451.2	15,575.2	-15.6
Condensados	13.0	0.0	-100.0
Gas natural seco	1.6	1.1	-31.3
Gasolina natural	1,007.4	733.2	-27.2
Petrolíferos y gas licuado	1,580.2	1,161.9	-26.5
Petroquímicos	63.5	20.5	-67.7
Importaciones	20,853.7	19,867.6	-4.7
Gas natural seco	1,673.6	2,097.9	25.4
Petrolíferos y gas licuado	18,983.8	17,684.3	-6.8
Petroquímicos	196.3	85.4	-56.5

Los rubros más representativos fueron:

- Las ventas provenientes de la exportación de crudo registraron 15,575.2 MMUS\$, importe 15.6% inferior a 2015, derivado de la disminución de 17.4% en el precio de la mezcla mexicana.
- La exportación de petrolíferos totalizó 1,161.9 MMUS\$, importe 26.5% menor a 2015. La variación se explica en mayor medida por la disminución en el precio internacional de los hidrocarburos, así como a un menor volumen exportado.
- Los ingresos por exportación de gasolina natural ascendieron a 733.2 MMUS\$, 27.2% inferiores a 2015.
- El valor de las importaciones de gas natural se ubicó en 2,097.9 MMUS\$, 25.4% mayor al obtenido en el año previo.
- La importación de petrolíferos alcanzó 17,684.3 MMUS\$, 6.8% menor a lo registrado en 2015 debido al comportamiento de los precios, lo que se reflejó en particular en el caso de gasolinas y diesel.

6. Análisis de información financiera

6.1. Estados financieros

Pemex contempló durante 2016, como parte del programa de ajuste al presupuesto por 100 mil millones de pesos, tres líneas de acción: generar eficiencias y reducir costos en gastos de operación y de servicios personales, renegociar tarifas con proveedores y contratistas y optimizar el mantenimiento de equipos; diferir y replantear inversiones comprometiendo lo menos posible la producción futura; así como suspender proyectos no rentables bajo un escenario de precio para la mezcla mexicana de exportación de 25 US\$/b.

Por otro lado, en 2016 se llevaron a cabo las elecciones presidenciales en los Estados Unidos, situación que presionó considerablemente las tasas de interés y el tipo de cambio del peso frente a las principales divisas, observándose una apreciación del dólar americano respecto al peso de 20.1%. Al 31 de diciembre de 2016, el tipo de cambio del peso frente al dólar americano cerró en 20.6640 pesos por dólar y en el ejercicio 2015 cerró en 17.2065. En consecuencia, se estableció una estrategia para mejorar los perfiles de vencimiento y costo de la deuda documentada.

Al cierre del ejercicio 2015, se experimentaron situaciones adversas como fue un capital de trabajo negativo del orden de 176,207 millones de pesos, un detrimento del patrimonio en 563,955 millones de pesos y una pérdida neta de 712,567 millones de pesos, ocasionada por el reconocimiento de deterioro de activos fijos.

Las acciones implementadas en 2016 permitieron mejorar en 105,416 millones de pesos el capital de trabajo; disminuir las pérdidas respecto a las reportadas en el ejercicio 2015 en 521,423 millones de pesos; y romper la tendencia negativa que se había presentado en los últimos años con el patrimonio de Pemex y que en el ejercicio 2016 presentó una variación positiva respecto al observado en 2015, con un incremento por 98,668 millones de pesos (7.4%). A continuación se describen los factores más relevantes:

Pemex, en cumplimiento con lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos y por ordenamiento de diferentes reguladores del mercado, como son la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, Bolsa Mexicana de Valores, *Securities and Exchange Commission*, entre otros, prepara su información financiera conforme a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS, por sus siglas en inglés). Esta norma establece que cuando existan indicios de deterioro de activos de larga duración (activos fijos), como lo sucedido en el 2015 a causa de la baja observada en los precios de hidrocarburos, se deben realizar pruebas a través de la determinación del valor de uso de los activos fijos; por lo que en ese ejercicio se reconoció un deterioro por 477,945 millones de pesos.

En el ejercicio 2016, se revirtió una parte considerable de dicho deterioro, como consecuencia de la programación para destinar los recursos a proyectos más rentables, apreciación del dólar frente al peso, inclusión de la vida económica de las reservas asociadas a asignaciones a resguardo, mejoras en los pronósticos de los precios de los hidrocarburos, entre otras razones. Lo anterior dio por resultado una reversión de deterioro de activos fijos por 331,314 millones de pesos.

La apreciación del dólar americano frente al peso, tuvo como consecuencia que se observara una pérdida cambiaria de 254,013 millones de pesos, superior en 64.1% a la observada en el 2015, año en el que se reportó una pérdida cambiaria por 154,766 millones de pesos. Esta pérdida es, principalmente, en devengado, lo que no implicó salida de flujo de efectivo. El fortalecimiento del dólar también repercutió de manera desfavorable en el incremento del costo financiero de la deuda.

La baja en los precios de los hidrocarburos y la menor producción de petróleo y gas ocasionaron que el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) disminuyera 32,060 millones de pesos. Asimismo, el 18 de abril de 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el decreto por el que se otorgó un estímulo fiscal a PEP (asignatario) incrementando el límite en el monto por barril para la deducción por concepto de costos, gastos e inversiones en el cálculo de este derecho en áreas terrestres o en áreas marítimas con tirante de agua inferior a 500 metros. El estímulo se otorgó para garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción de hidrocarburos realizadas por el Estado mediante asignaciones, en un escenario internacional de precios bajos de los hidrocarburos. El beneficio que se obtuvo por la aplicación de este decreto fue de 40,214 millones de pesos.

Los estados financieros consolidados que acompañan a este Informe Anual han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que Pemex podrá cumplir con sus obligaciones de pago.

Pemex considera que los flujos de efectivo de sus actividades de operación en 2017 y de financiamiento, incluyendo el uso de líneas de crédito, serán suficientes para satisfacer las necesidades de capital de trabajo, pago de deuda, los requerimientos de inversión capitalizable y mejorar su fortaleza y flexibilidad financiera, en los siguientes doce meses desde la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

En este sentido, en el marco de los cambios estructurales, provenientes de la Reforma Energética, Pemex está redefiniendo e implementando acciones y estrategias, con la finalidad de asegurar el cumplimiento de sus obligaciones y su continuidad operativa, reforzar la reducción de costos, generando mayores ingresos y operando de una manera más eficiente y competitiva.

Estas acciones y estrategias iniciaron en 2016 y continuarán en 2017 en diversos frentes:

- En octubre de 2016, el Consejo de Administración de Pemex aprobó el Plan de Negocios 2017-2021, a través del cual la empresa se orienta a la mejora de los flujos de efectivo, reducir el endeudamiento neto, fortalecer el balance financiero, reducir las pérdidas en el Sistema Nacional de Refinación, a través de un conjunto de acciones estratégicas en cada una de las empresas productivas, que entre otros aspectos contemplan continuar con la disciplina administrativa y el establecimiento de alianzas adicionales. En los apartados de Estrategia y Perspectivas y en los correspondientes a cada una de las líneas de negocio se presenta más detalle de estas acciones.
- A partir del 1 de enero de 2016, mediante la reforma al plan de pensiones, las nuevas contrataciones de empleados se realizan bajo un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida, en el cual tanto Pemex como los empleados contribuyen a la cuenta individual de ahorro para el retiro del empleado, en lugar de contar con un plan de pensiones de beneficio definido donde sólo Pemex contribuye. Asimismo, se están llevando a cabo acciones para que las contrataciones anteriores a esa fecha, puedan optar por migrar del plan de beneficio definido al de contribución definida, lo cual permitirá a Pemex disminuir su costo por beneficios a empleados y frenar el crecimiento de sus pasivos por el mismo concepto.
- Pemex continuará evaluando la enajenación de activos no estratégicos, a fin de obtener capital de trabajo y disminuirá su endeudamiento neto aprobado para 2017 de 240,400 millones de pesos a 150,000 millones de pesos. Adicionalmente, evaluará oportunidades de manejo de pasivos de acuerdo a las condiciones del mercado, con objeto de intercambiar bonos próximos a vencimiento por bonos con vencimiento a largo plazo mejorando las condiciones.
- Para 2017 Pemex contempla un presupuesto que le permitirá continuar en línea con las acciones planteadas. El 8 de julio de 2016, el Consejo de Administración aprobó la propuesta de presupuesto de Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias para 2017, el cual posteriormente fue aprobado por la H. Cámara de Diputados el 10 de noviembre de 2016. El presupuesto consolidado anual para 2017 es de 391,946 millones de pesos en comparación con 378,282 millones de pesos del presupuesto consolidado anual en 2016.

Adicionalmente, Pemex prevé un escenario más estable en el mercado de hidrocarburos. Un síntoma claro de tal estabilidad es el efecto de reversión del deterioro experimentado en 2016.

Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias no están sujetas a la Ley de Concursos Mercantiles y ninguno de los contratos de financiamiento existentes incluye alguna cláusula que pudiera dar lugar a la exigibilidad del pago inmediato de la deuda respectiva por tener un patrimonio neto negativo.

Estado de Resultados

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias
del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016
conforme a Normas Internacionales de Información Financiera
(millones de pesos)

Rubro	2016	2015	Variación	
			Importe	%
Ventas netas:				
En el país	670,000	746,236	-76,235	-10.2
De exportación	395,118	407,214	-12,096	-3.0
Ingresos por servicios	14,427	12,912	1,515	11.7
Total de ventas	1,079,546	1,166,362	-86,817	-7.4
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-331,314	477,945	-809,259	-169.3
Costo (beneficio) del período de beneficios a empleados	0	-92,177	92,177	-100.0
Costo de lo vendido	867,581	895,069	-27,488	-3.1
Rendimiento (pérdida) bruto	543,279	-114,474	657,753	-574.6
Otros ingresos (gastos), neto	18,956	-2,373	21,329	-898.7
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	25,231	28,929	-3,697	-12.8
Gastos de administración	112,654	112,472	181	0.2
Costo (beneficio) del período de beneficios a empleados	0	-103,861	103,861	-100.0
Rendimiento (pérdida) de operación	424,350	-154,387	578,737	-374.9
Ingreso financiero	13,749	14,991	-1,242	-8.3
Costo financiero	-98,844	-67,774	-31,071	45.8
Costo por derivados financieros, neto	-14,001	-21,450	7,449	-34.7
Pérdida en cambios, neto	-254,013	-154,766	-99,247	64.1
	-353,109	-228,998	-124,111	54.2
Participación en los resultados de compañías	2,136	2,318	-182	-7.9
Rendimiento (pérdida) antes de derechos, impuestos y otros	73,377	-381,067	454,444	-119.3
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	304,813	377,088	-72,274	-19.2
Impuestos netos a la utilidad	-40,292	-45,587	5,295	-11.6
Total de derechos, impuestos y otros	264,521	331,500	-66,979	-20.2
Pérdida neta	-191,144	-712,567	521,423	-73.2
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	208	-3,206	3,414	-106.5
Efecto por conversión	21,387	13,262	8,125	61.3
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	106,278	78,557	27,721	35.3
Total de otros resultados integrales	127,872	88,612	39,260	44.3
Resultado integral total	-63,272	-623,955	560,683	-89.9
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora	-191,646	-712,435	520,789	-73.1
Participación no controladora	501	-132	634	-478.6
Pérdida neta	-191,144	-712,567	521,423	-73.2
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora	127,650	88,571	39,079	44.1
Participación no controladora	222	41	181	443.7
Total de otros resultados integrales	127,872	88,612	39,260	44.3
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	-63,995	-623,864	559,868	-89.7
Participación no controladora	723	-92	815	-890.3
Resultado integral total	-63,272	-623,955	560,683	-89.9

La suma de los parciales pueden no coincidir por redondeo.

Total de ventas

La baja de los precios de hidrocarburos a nivel internacional impactaron considerablemente los ingresos y son la causa principal de que el total de ventas presente una disminución de 86,817 millones de pesos (7.4%). A continuación se explican las principales diferencias:

Ventas en México

Se observó una disminución de 76,235 millones de pesos (10.2%) originada, principalmente, por un efecto desfavorable derivado de la baja de los precios de hidrocarburos por 78,735 millones de pesos, destacando la caída de los precios de las gasolinas Pemex Magna 9.4% y Pemex Premium 11.6%, diesel 17.3%, combustóleo 31.3%, asfaltos 28.2% y gas licuado 10.8%. Hubo un impacto negativo por las modificaciones en la mecánica de determinación del Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios (IEPS); anteriormente se determinaba con base en un mes de cotizaciones y pasó a cinco meses de cotizaciones de los precios de referencia.

Para la determinación de los precios de las gasolinas y diesel comercializadas en el país, se toma como referencia los precios de la costa norte del Golfo de México.

Se observó un incremento en la comercialización de productos por 2,500 millones de pesos, proveniente de un efecto compensado, mismo que es resultado de aumentos en los volúmenes comercializados para la gasolina Pemex Premium 21.0% y turbosina 8.1%, compensándose con reducciones en los volúmenes del gas licuado en 27.1%, combustóleo 7.5% y polietilenos en 22.5%.

Ventas de exportación

En el ejercicio 2016 se observó una disminución de las ventas de exportación respecto a las reportadas en el ejercicio 2015 de 12,096 millones de pesos (3.0%).

Lo anterior se derivó, principalmente, por un entorno desfavorable en las cotizaciones en el mercado internacional de los hidrocarburos originado por una disminución de las exportaciones por efecto precio de 67,894 millones de pesos, en particular, los crudos exportados presentaron una variación negativa de 51,542 millones de pesos, el combustóleo 6,448 millones de pesos y las naftas de 1,969 millones de pesos. Otros hidrocarburos disminuyeron 7,935 millones de pesos.

Se observó un incremento de los ingresos por efecto volumen de 4,676 millones de pesos, principalmente por las exportaciones de petróleo crudo tipo Maya por 29,560 millones de pesos, compensado parcialmente, con una reducción del resto de crudos que se exportan por un monto de 22,573 millones de pesos y en naftas de 2,772 millones de pesos. El incremento obedeció a la mayor disponibilidad de crudo pesado debido a los paros no programados de las refinerías.

La apreciación del dólar americano frente al peso ocasionó el incremento en las ventas de exportación por 45,010 millones de pesos.

Otros ingresos

Los otros ingresos aumentaron 21,329 millones de pesos debido, en gran parte, a la recepción de un estímulo fiscal mediante decreto presidencial por el Derecho por la Utilidad Compartida por 28,439 millones de pesos, a la utilidad por la venta de las acciones de Gasoductos de Chihuahua en septiembre de 2016 por 15,211 millones de pesos y la disminución de siniestros, respecto a los sucedidos en 2015, por un monto de 7,770 millones de pesos, compensados parcialmente por la pérdida en cesión de activos a CENAGAS por 27,882 millones de pesos y un efecto neto en gastos e ingresos diversos por 2,209 millones de pesos.

Ingreso financiero

Se observó una disminución de 1,242 millones de pesos (8.3%) derivado, sobre todo por las menores disponibilidades que se tuvieron durante el ejercicio 2016.

Participación en los resultados de compañías

Adicionalmente se presentó una disminución en el rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas en 182 millones de pesos, en particular por la disminución en la utilidad de *Deer Park* y la desinversión por la venta de acciones de Gasoductos de Chihuahua.

Costo de ventas

El costo de ventas presentó un decremento de 744,570 millones de pesos (58.1%) debido a una variación en deterioro de activos fijos por 809,259 millones de pesos (deterioro de 477,945 millones de pesos en 2015 y una reversión de deterioro de 331,314 millones de pesos en 2016).

En Exploración y Producción se originó una reversión por 271,709 millones de pesos, derivado de i) la inversión de recursos hacia los campos de petróleo crudo con mayor rentabilidad y flujos netos de efectivo, originados de una mayor eficiencia en la extracción de petróleo y menores costos de producción, principalmente en los campos de los proyectos Aceite Terciario del Golfo, Cantarell, Crudo Ligero Marino, Burgos y Antonio J. Bermúdez; ii) por la apreciación del dólar americano frente al peso en 20.1%, el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 fue de \$17.2055, comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2016 por \$20.6640, debido a que los flujos son determinados en dólares y posteriormente son convertidos a pesos usando el tipo de cambio a la fecha del reporte; iii) por el cambio para estimar los flujos que se espera generen los proyectos, se consideraba el periodo contractual que es de 20 años, pasando a la vida económica, que en promedio es de 25 años, lo anterior atendiendo las modificaciones realizadas a los lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la nación y el informe de los recursos contingentes relacionados; y iv) por la autorización para que las asignaciones a resguardo se consideren en la totalidad de su vida económica.

En Pemex Transformación Industrial se observó una reversión de deterioro por 52,499 millones de pesos, originado en las refinerías de Madero y Minatitlán. Los principales factores que favorecieron esta reversión corresponden a los pronósticos de precios que mejoraron con respecto a las proyecciones de 2015, año en el que el mercado petrolero se encontraba muy presionado. Otro aspecto relevante es la disminución de la tasa de descuento en el Sistema Nacional de Refinación, la cual pasó de 13.72% en 2015 a 12.06% en 2016. Al 31 de diciembre de 2016, también se observan reversiones de deterioro en Pemex Logística por 5,830 millones de pesos y en Pemex Etileno por 1,276 millones de pesos.

Como resultado de las medidas de contención y eficiencia del presupuesto, los gastos de operación presentaron una reducción de 19,488 millones de pesos (13.5%), derivado de un menor gasto en contratos integrales por 15,068 millones de pesos, menor adquisición de materiales y refacciones por 8,670 millones de pesos, compensado parcialmente por incrementos observados en fletes por 2,410 millones de pesos y en diversos gastos de operación por 1,840 millones pesos.

Depreciación y amortización presentaron un decremento de 16,942 millones de pesos (10.2%), como consecuencia del efecto neto por el reconocimiento del deterioro a finales del ejercicio 2015 y de las nuevas inversiones realizadas en 2016.

Por efecto de la baja en los precios de los hidrocarburos adquiridos, el costo de ventas de las empresas filiales disminuyó en 9,561 millones de pesos (14.0%); y los impuestos y derechos a la producción disminuyeron en 5,505 millones de pesos (10.2%) por menores precios, así como por una menor producción de hidrocarburos.

Lo anterior se compensó parcialmente debido a que el costo del pasivo laboral se incrementó en 67,220 millones de pesos (201.3%), como resultado del reconocimiento del costo neto del periodo de 2016 de 33,834 millones de pesos y del beneficio de 33,386 millones de pesos registrados en 2015, por la modificación en el plan de pensiones realizada en este último ejercicio. También lo anterior se compensó por el incremento en las importaciones de productos en 46,947 millones de pesos (14.5%) originada, principalmente, por el incremento en los precios de los productos adquiridos por efecto tipo de cambio y el aumento en los volúmenes de importación de gasolinas magna en 2.1%, premium en 13.6%, turbosina en 36.4% y diesel en 17.7%. El incremento en la importación de estos productos se originó, como consecuencia de la baja en la producción por paros no programados en refinerías. También se observó una baja en la producción de gas natural, lo que ocasionó que se presentara un incremento en la importación de este producto del 43.6%.

Como resultado de las ventas y el costo de ventas al 31 de diciembre de 2016, se observó un rendimiento bruto de 543,279 millones de pesos, lo que representó un incremento de 657,753 millones de pesos (574.6%) respecto al observado en el mismo periodo de ejercicio 2015, que alcanzó una pérdida bruta de 114,474 millones de pesos.

Gastos de distribución, transportación y venta

Estos gastos disminuyeron 3,697 millones de pesos (12.8%) consecuencia de los efectos siguientes: las medidas de contención y eficiencia del gasto presupuestario provocaron que los gastos de operación disminuyeran 5,086 millones de pesos (22.3%), observándose bajas en fletes 2,690 millones de pesos (36.0%), servicios personales 1,488 millones de pesos (13.7%), adquisición de materiales y refacciones 1,383 millones de pesos (92.7%); mientras que otros gastos de operación presentaron un aumento de 475 millones de pesos, la depreciación disminuyó 864 millones de pesos (77.9%) como consecuencia del efecto neto de las nuevas inversiones y baja de activos fijos, conservación y mantenimiento se redujo en 93 millones de pesos (26.4%). Lo anterior se compensó parcialmente con incrementos en el costo neto del pasivo laboral por 2,208 millones de pesos y un efecto de 138 millones de pesos en compañías subsidiarias (43.7%).

Gastos de administración

Los gastos de administración presentaron un incremento de 181 millones de pesos (0.2%), ocasionado por un aumento de 2,192 millones de pesos derivado de un castigo a la cuenta por cobrar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público por concepto de intereses asociados al Pagaré de 50,000 millones de pesos que entregó la SHCP a Pemex en diciembre de 2015; un aumento en otros gastos de administración por 1,320 millones de pesos; un aumento en la depreciación de activos fijos por 294 millones de pesos (23.7%) como consecuencia de las nuevas inversiones; lo anterior compensándose parcialmente por una disminución de servicios personales de 2,637 millones de pesos (9.2%) y un decremento del costo neto del periodo del pasivo laboral por 988 millones de pesos.

Costo financiero

Se observó un incremento en intereses a cargo por 31,071 millones de pesos (45.8%) como consecuencia del mayor endeudamiento y la apreciación del dólar americano frente al peso.

Costo por derivados financieros, neto

La disminución de 7,449 millones de pesos (34.7%) en este concepto se debe a que el dólar se apreció en menor medida en el ejercicio 2016 respecto al observado en 2015, frente a diversas monedas en las que Pemex tiene contratada deuda y es cubierta al dólar americano.

Pérdida en cambios, neto

La pérdida cambiaria presentó un incremento por 99,247 millones de pesos (64.1%), debido a la apreciación del dólar americano frente al peso y un incremento neto en los pasivos denominados en moneda extranjera. Durante 2016, la apreciación del dólar americano frente al peso fue de 20.1%, consecuencia de que el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 fue de \$17.2065 comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2016 de \$20.6640.

Derechos sobre extracción de petróleo y otros impuestos netos a la utilidad

Los impuestos y derechos presentaron una disminución de 66,979 millones de pesos (20.2%).

El Derecho por la Utilidad Compartida causado en este ejercicio fue menor en 72,274 millones de pesos (19.2%) originado, principalmente, por la baja en el precio del petróleo crudo y la producción de hidrocarburos. En este contexto, la SHCP modificó la metodología para determinar el *cost-cap* de las deducciones, lo que significó un beneficio de 40,214 millones de pesos al 31 de diciembre de 2016.

El Impuesto Sobre la Renta presentó un aumento de 5,295 millones de pesos (11.6%) debido a la disminución de impuestos diferidos reconocidos en el 2016 respecto a los registrados en 2015, en el que se reconoció el efecto favorable por el pasivo laboral.

Como consecuencia de todo lo antes mencionado, Pemex registró una pérdida neta de 191,144 millones de pesos al 31 de diciembre de 2016, inferior en 521,423 millones de pesos (73.2%) a la observada en el mismo periodo de 2015.

Estado de Situación Financiera

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias
al 31 de diciembre de 2016
conforme a Normas Internacionales de Información Financiera
(millones de pesos)

Rubro	2016	2015	Variación	
			Importe	%
Activo				
Circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	163,533	109,369	54,164	49.5
Cuentas por cobrar, neto	133,221	79,246	53,975	68.1
Inventarios, neto	45,892	43,771	2,121	4.8
Activos no financieros mantenidos para la venta	7,461	33,214	-25,753	-77.5
Activos financieros disponibles para la venta	436	0	436	NA
Instrumentos financieros derivados	4,857	1,601	3,256	203.4
Total del activo circulante	355,399	267,200	88,198	33.0
No circulante				
Activos financieros disponibles para la venta	6,028	3,945	2,083	52.8
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y otras	23,155	24,166	-1,011	-4.2
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,667,742	1,344,484	323,259	24.0
Documentos por cobrar a largo plazo	148,608	50,000	98,608	197.2
Impuestos diferidos	100,325	54,900	45,424	82.7
Efectivo restringido	10,479	9,247	1,232	13.3
Activos intangibles	8,639	14,305	-5,666	-39.6
Otros activos	9,513	7,408	2,105	28.4
Total del activo no circulante	1,974,487	1,508,454	466,034	30.9
Total del activo	2,329,886	1,775,654	554,232	31.2
Pasivo				
Circulante				
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	176,166	192,509	-16,342	-8.5
Proveedores	151,650	167,314	-15,665	-9.4
Impuestos y derechos por pagar	48,840	43,047	5,793	13.5
Cuentas y gastos acumulados por pagar	18,667	13,237	5,429	41.0
Instrumentos financieros derivados	30,868	27,301	3,567	13.1
Total del pasivo circulante	426,190	443,408	-17,218	-3.9
No circulante				
Deuda a largo plazo	1,807,005	1,300,873	506,131	38.9
Beneficios a los empleados	1,220,409	1,279,385	-58,976	-4.6
Provisión para créditos diversos	88,318	73,192	15,126	20.7
Otros pasivos	16,838	8,288	8,550	103.2
Impuestos diferidos	4,135	2,184	1,951	89.3
Total del pasivo no circulante	3,136,704	2,663,922	472,782	17.7
Total del pasivo	3,562,894	3,107,330	455,564	14.7
Patrimonio (déficit), neto				
Participación controladora:				
Certificados de aportación "A"	356,544	194,605	161,940	83.2
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	0	0.0
Reserva legal	1,002	1,002	0	0.0
Resultados acumulados integrales	-163,399	-306,023	142,624	-46.6
Déficit acumulado:				
De ejercicios anteriores	-1,280,217	-552,809	-727,408	131.6
Pérdida neta del año	-191,646	-712,435	520,789	-73.1
Total participación controladora	-1,233,985	-1,331,929	97,944	-7.4
Total participación no controladora	977	253	725	285.6
Total del patrimonio (déficit), neto	-1,233,008	-1,331,676	98,668	-7.4
Total del pasivo y patrimonio (déficit), neto	2,329,886	1,775,654	554,232	31.2

La suma de los parciales pueden no coincidir por redondeo.

Activo

Al 31 de diciembre de 2016, los activos totales de Petróleos Mexicanos ascendieron a 2 billones 329,886 millones de pesos, lo cual representó un incremento de 554,232 millones de pesos (31.2%) respecto al 31 de diciembre de 2015.

El activo circulante se incrementó en 88,198 millones de pesos (33.0%), respecto al 2015. Las variaciones del activo circulante se explican, principalmente, por:

- El efectivo y equivalentes de efectivo se incrementaron en 54,164.0 millones de pesos (49.5%) debido al efecto neto entre la cobranza y captaciones de recursos por financiamientos, compensándose parcialmente con el pago de impuestos y amortizaciones de financiamientos, así como al pago de compromisos de operación e inversión.
- Las cuentas por cobrar neto aumentaron en 53,975 millones de pesos (68.1%) originado, sobre todo, por mayores saldos en clientes extranjeros por 17,700 millones de pesos (102.2%) ocasionados por un mayor precio de la mezcla de exportación al cierre de 2016 en comparación con 2015, así como por incrementos en el volumen vendido y la apreciación del dólar americano frente al peso, mayores saldos en clientes nacionales por 10,341 millones de pesos (35.4%), un incremento en deudores diversos por 11,664 millones de pesos (108.4%), y el incremento en derechos e impuestos por recuperar de años anteriores en 18,651 millones de pesos (61.3%).
- Los inventarios muestran un incremento de 2,121 millones de pesos (4.8%) debido a una mayor cantidad de productos en tránsito.
- Activos no financieros mantenidos para la venta disminuyeron en 25,753 millones de pesos (77.5%) debido a que se realizó la transferencia de activos a CENAGAS, dando de baja 35,333 millones de pesos, compensado con el registro por 7,461 millones de pesos derivado de la solicitud por parte de PEP a la Secretaría de Energía (SENER) del resarcimiento del valor de las inversiones en activos fijos asociados a campos que no le fueron asignados. Pemex Logística registró 2,119 millones de pesos asociados a activos fijos adicionales que corresponden a nuevas inversiones realizadas a la infraestructura que se entregó al CENAGAS.
- Activos financieros disponibles para su venta presenta un incremento de 436 millones de pesos, originado por las acciones de Repsol que se recibieron por pago en especie de los dividendos decretados por esta empresa.

- El incremento en los instrumentos financieros derivados por 3,256 millones de pesos (203.4%) se debió a la reestructura de ciertos instrumentos financieros derivados y a los movimientos de las variables de mercado involucradas en la valuación del valor razonable, como tipos de cambio, tasas de interés de las divisas y el *spread* crediticio de las contrapartes financieras (CVA o Ajuste por Riesgo de Crédito).

Los activos no circulantes se incrementaron en 466,034 millones de pesos (30.9%), en los rubros siguientes:

- Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto (activos fijos) aumentaron en 323,259 millones de pesos (24.0%) por:
 - El efecto neto de las nuevas inversiones, la depreciación del ejercicio y al efecto de reversión de deterioro de Pemex Exploración y Producción en 271,709 millones de pesos; Pemex Transformación Industrial en 52,499 millones de pesos; Pemex Logística en 5,830 millones de pesos; y Pemex Etileno en 1,276 millones de pesos. Compensado parcialmente por el reconocimiento del efecto neto de las nuevas inversiones y la depreciación, esta última se incrementó por el efecto de la reversión del deterioro, el efecto neto de las nuevas inversiones y depreciación es de 7,785 millones de pesos.
- El incremento en documentos por cobrar a largo plazo por 98,608 millones de pesos (197.2%) se originó por la aportación del Gobierno Federal soportada en títulos de crédito para asumir una proporción de las obligaciones de las pensiones y jubilaciones en curso de pago.
- Otros conceptos de activos no circulantes disminuyeron en 1,257 millones de pesos por:
 - Los activos intangibles (pozos no asignados a una reserva) disminuyeron en 5,666 millones de pesos (39.6%) por una inversión hacia proyectos de mayor rentabilidad; a la disminución en las inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas por 1,011 millones de pesos (4.2%), debido principalmente al efecto neto de la desinversión de Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V. por 6,455 millones de pesos y el incremento en el valor de la inversión en *Deer Park Refining Limited* por 3,439 millones de pesos; compensándose, parcialmente, con un incremento en otros activos por 2,105 millones de pesos (28.4%), con el aumento en activos financieros disponibles para la venta por 2,083 millones de pesos (52.8%), derivados de la recuperación del valor de las acciones de Repsol en 2016, por el incremento en efectivo restringido en 1,232 millones de pesos (13.3%), ocasionados por la apreciación del dólar americano frente al peso y por otros activos como son derechos y licencias de *software*.

- Los impuestos diferidos se incrementaron en 45,424 millones de pesos (82.7%), derivado del reconocimiento del Derecho por la Utilidad Compartida diferido activo por 27,651 millones de pesos asociado a asignaciones, el cual podrá aprovecharse en ejercicios fiscales futuros contra deducciones no aplicadas hasta el ejercicio 2016, así como a un incremento en impuestos sobre la renta diferido activo por 17,773 millones de pesos.

Pasivo

El pasivo se incrementó en 455,564 millones de pesos (14.7%) ubicándose en 3 billones 562,894 millones de pesos por los siguientes efectos:

- La deuda total, incluyendo intereses devengados, aumentó en 489,789 millones de pesos (32.8%) en comparación con el saldo al 31 diciembre de 2015. El aumento de la deuda en dólares es del 10.6%. A través de las operaciones de financiamiento llevadas a cabo en 2016, incluyendo la transacción de manejo de pasivos realizada en octubre de 2016, se logró reducir el monto de la deuda a pagar en los siguientes tres años, pasando del 26.7% de la deuda total al 31 de diciembre de 2015 al 23.5% al cierre de 2016. Sobresale una disminución del diferencial entre el riesgo Pemex y el soberano de 159 puntos base.
- Los proveedores muestran una disminución de 15,665 millones de pesos (9.4%). Al 31 de diciembre de 2016, el saldo asciende a 151,650 millones de pesos.
- Los impuestos y derechos por pagar aumentaron en 5,793 millones de pesos (13.5%) por el incremento en los precios de hidrocarburos y la apreciación del dólar americano frente al peso observada al cierre del ejercicio 2016. Esto obedece a que se originó un incremento en el Derecho por la Utilidad Compartida en 10,872 millones de pesos (43.0%) y en el Derecho de Extracción de Hidrocarburos por 1,736 millones de pesos (60.1%), así como en los impuestos retenidos por pagar de 1,067 millones de pesos (22.7%); compensándose, parcialmente, por disminuciones en el Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios por pagar por 3,818 millones de pesos (97.2%), el Impuesto al Valor Agregado (IVA) por pagar por 2,207 millones de pesos (100.0%) y por la disminución de la provisión de Impuesto Sobre la Renta (ISR) por un monto de 1,974 millones de pesos (65.5%).
- Las cuentas y gastos acumulados por pagar presentaron un incremento de 5,429 millones de pesos (41.0%) originado, principalmente, por mayores anticipos recibidos de clientes, mismos que aumentaron 3,117 millones de pesos (365.4%), e incrementos en cuentas por pagar y acreedores diversos por 1,166 millones de pesos (64.7%) y 994 millones de pesos (23.8%), respectivamente.

- El fortalecimiento mostrado por el dólar americano frente a diversas monedas en las que tiene contratada deuda Pemex y que cubre a dólares ocasionó que las cuentas por pagar por instrumentos financieros derivados se incrementaran 3,567 millones de pesos (13.1%).
- Los beneficios a los empleados muestran una disminución de 58,976 millones de pesos (4.6%). Esta disminución corresponde al reconocimiento de las ganancias actuariales derivadas del incremento en la tasa de descuento utilizada para determinar el valor presente de las obligaciones por este concepto, misma que pasó de 7.41% en 2015 a 8.17% en 2016 y al reconocimiento del costo neto del periodo, disminuido por las aportaciones realizadas al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE) y por los pagos efectuados por concepto de los servicios médicos y hospitalarios otorgados a los pensionados y sus beneficiarios.
- En el rubro de provisión para créditos diversos se registraron gastos que en un futuro representarán erogaciones que deberá tener la empresa. En el ejercicio 2016 se observó un incremento de 15,126 millones de pesos (20.7%) en la provisión para taponamiento de pozos por 8,073 millones de pesos (14.2%); en la provisión para gastos de protección ambiental en 4,709 millones de pesos (133.7%), cuyo aumento corresponde a Pemex Logística y está relacionado con los daños que son causados como consecuencia de las tomas clandestinas; y provisión de juicios en proceso por 2,344 millones de pesos (18.4%).
- Otros pasivos de largo plazo e impuestos diferidos presentaron incrementos de 8,550 millones de pesos y 1,951 millones de pesos, respectivamente.

Patrimonio

En los últimos años, el patrimonio de Pemex había presentado efectos desfavorables que originaban que éste se fuera deteriorando año con año. En el 2016 se revirtió ligeramente esta tendencia y se presentó una variación positiva respecto al observado en el año 2015; este incremento es por 98,668 millones de pesos (7.4%), mismo que fue originado por lo siguiente:

- Los certificados de aportación presentaron un incremento de 161,940 millones de pesos (83.2%), debido a:
 - El 21 de abril de 2016, el Gobierno Federal efectuó una aportación patrimonial a Petróleos Mexicanos por un monto de 26,500 millones de pesos a fin de contribuir a la salud financiera. 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".

- El 3 de agosto de 2016, el Gobierno Federal asumió 184,231 millones de pesos como parte de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación de Pemex. En relación con este mecanismo de apoyo, Pemex recibió dicha cantidad en pagarés emitidos por el Gobierno Federal a cambio de un pagaré emitido a favor de Pemex el 24 de diciembre de 2015 por 50,000 millones de pesos, reconociendo en consecuencia un incremento en el patrimonio por 135,440 millones de pesos en el ejercicio 2016, el cual es el resultado de las obligaciones de pago por 184,231 millones de pesos al 29 de junio de 2016, menos el pagaré por 50,000 millones de pesos entregado a Pemex el 24 de diciembre de 2015, más el incremento en el valor de los pagarés por el periodo del 29 de junio al 15 de agosto de 2016 por 1,209 millones de pesos, fecha en que Pemex recibió dichos pagarés.
- Los resultados acumulados integrales se incrementaron 142,624 millones de pesos (46.6%) debido a las ganancias actuariales por beneficios a los empleados por 108,187 millones de pesos, como consecuencia del incremento de la tasa de descuento utilizada para determinar el valor presente del pasivo laboral; la apreciación del dólar frente al peso originó un efecto por conversión de 21,170 millones de pesos y el reconocimiento de un incremento de 13,059 millones de pesos en impuestos diferidos y una ganancia en instrumentos financieros por 208 millones de pesos.
- En resultados acumulados se originó un efecto desfavorable por 205,895 millones de pesos, explicado por la pérdida controladora y no controladora del ejercicio 2016 que ascendió a 191,144 millones de pesos, esto es 521,423 millones de pesos (73.2%) menor que la observada en el ejercicio 2015, año en el que ascendió a 712,567 millones de pesos; a una reclasificación a resultados acumulados integrales de 14,973 millones de pesos por concepto de impuestos diferidos; y a la utilidad en otros resultados integrales de participación no controladora por 222 millones de pesos.

6.2 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

La política de financiamiento de Petróleos Mexicanos busca atender de manera óptima las necesidades de recursos financieros en el corto y largo plazo.

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2016, publicada en el DOF el 18 de noviembre de 2015, en su artículo segundo establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta 110 mil 500 millones de pesos y de endeudamiento neto externo de hasta 8 mil 500 millones de dólares. Pemex podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total antes señalado (240,550 millones de pesos equivalentes a 15,722 millones de dólares).

Disposiciones y amortizaciones 2016

Deuda interna. Al cierre de 2016, el saldo de la deuda interna de Pemex totalizó 330,958.2 millones de pesos, monto inferior en -3,107.6 millones de pesos al registrado al cierre de 2015, derivado de:

- Un endeudamiento neto interno de -4,935.5 millones de pesos, como resultado de disposiciones por 48,508.4 millones de pesos y amortizaciones por 53,443.9 millones de pesos,
- Ajustes contables al alza por 18.9 millones de pesos, originados por el efecto inflacionario de la deuda interna indizada, y
- Consolidación de otros adeudos de las empresas filiales equivalente a 1,809 millones de pesos.

El 53% de la deuda interna de Pemex está contratada a tasa fija y el 47% restante a tasa variable.

Deuda externa. El saldo de la deuda externa de Pemex, al cierre de 2016, alcanzó un monto de 78,610.0 millones de dólares (equivalente a 1,624,397.0 millones de pesos utilizando el tipo de cambio de 20.664 pesos por dólar, registrado al cierre de diciembre de 2016), monto 12,307.9 millones de dólares superior al registrado al cierre de 2015, derivado de:

- Endeudamiento neto externo por 12,604.3 millones de dólares, compuesto por 19,860.9 millones de dólares en disposiciones y 7,256.6 millones de dólares por amortizaciones; y
- Ajustes contables negativos por 296.4 millones de dólares, resultado de la variación del dólar con respecto a otras monedas en que se encuentra contratada la deuda.

El 87% de la deuda externa de Pemex está contratada a tasa fija y el 13% restante a tasa variable.

Con relación a las operaciones de manejo de liquidez, el 13 de diciembre de 2016, Pemex suscribió una línea de crédito sindicada revolvente hasta por 1,500 millones de dólares por un plazo de 3 años que reemplaza a la línea por 1,250 millones de dólares que tuvo vencimiento en diciembre del mismo año.

Al 31 de diciembre de 2016, Pemex contaba con cuatro líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por 4,750 millones de dólares y 23,500 millones de pesos, de los cuales están disponibles 4,630 millones de dólares y 3,500 millones de pesos.

Principales emisiones de financiamiento

Petróleos Mexicanos siempre ha reflejado confianza a los inversionistas con sus emisiones de bonos y certificados bursátiles en los mercados financieros, la que mantiene hasta ahora como una Empresa Productiva del Estado y considera las oportunidades que ofrece la Reforma Energética que propician el desarrollo competitivo de la institución y del sector de hidrocarburos en México. De esta forma, el riesgo Pemex se redujo en 159 puntos base respecto al riesgo soberano.

Se realizaron varias incursiones en los mercados globales en condiciones favorables. En particular, a finales de 2016, se llevó a cabo una operación de 5.5 mil millones de dólares que permitió el pre financiamiento de obligaciones del 2017, alargar el plazo promedio de la deuda y regresar la caja a niveles más adecuados.

Pemex colocó bonos en el mercado que en general tuvieron sobredemanda. Las principales colocaciones durante el año se señalan a continuación:

- El 4 de febrero de 2016, Pemex emitió un bono por 5,000 millones de dólares en tres tramos bajo el programa de Pagars de Mediano Plazo Serie C. Esta emisión tuvo una sobredemanda de 3.5 veces y una tasa de 6.54%.
- El 15 de marzo de 2016, Pemex emitió un bono por 2.25 miles de millones de euros (equivalente a 2.5 miles de millones de dólares) en dos tramos bajo el programa de Pagars de Mediano Plazo Serie C. Esta emisión tuvo una sobredemanda de 2.7 veces a una tasa de 4.3%, el cual fue 0.10% menor a la tasa promedio del portafolio en Euros.
- El 26 de julio de 2016, Pemex llevó a cabo la colocación de un bono en el mercado de capitales japonés por un monto de 80,000 millones de yenes (equivalente a 760 millones de dólares) a 10 años con vencimiento en julio de 2026. La colocación tuvo una sobredemanda de 1.9 veces con una tasa de 0.54%, esta tasa es la mínima alcanzada en cualquier moneda.
- El 13 de diciembre de 2016, Pemex llevó a cabo la colocación de un bono de 5,500 millones de dólares en tres tramos bajo el programa de Pagars de Mediano Plazo Serie C. Esta colocación tuvo una sobredemanda de cinco veces y una tasa de 6.11%.

6.3 Ejercicio del presupuesto

En esta sección se presenta el ejercicio de los recursos en flujo de efectivo que la H. Cámara de Diputados aprobó a Pemex en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación de 2016, las modificaciones realizadas en términos de las disposiciones previstas en la Ley de Petróleos Mexicanos y los lineamientos y políticas internas, así como el cumplimiento de la meta de balance financiero y del techo de servicios personales que fueron autorizados a Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias para el ejercicio 2016.

Presupuesto original aprobado (consolidado)

Para el ejercicio fiscal 2016, la H. Cámara de Diputados aprobó a Pemex y a sus Empresas Productivas Subsidiarias en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) ingresos propios por 398,393 millones de pesos, un costo financiero por 69,278 millones de pesos y un gasto programable de 478,282 millones de pesos. Con lo anterior, la meta de balance financiero autorizada fue -149,167 millones de pesos.

Adecuaciones presupuestarias y ejercicio del presupuesto

Durante 2016 se gestionaron 13 adecuaciones presupuestales que requirieron de la autorización del Consejo de Administración, de las cuales tres requirieron adicionalmente de la autorización de la SHCP.

En febrero de 2016, la caída en los ingresos derivado de una estimación del promedio anual de la mezcla mexicana de 25 dólares por barril contra los 50 dólares por barril con los que se proyectó el Presupuesto ponía en riesgo la estabilidad financiera de la Empresa y comprometía el cumplimiento de la meta de balance financiero autorizada por la H. Cámara de Diputados. Ante ello, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó un recorte en los ingresos y en el gasto programable por 100,062 millones de pesos; con ello, los ingresos propios y el gasto programable se ubicaron en 298,331 millones de pesos y 378,220 millones de pesos, respectivamente, con el objeto de converger a la meta de balance financiero autorizada de -149,167 millones de pesos.

Este escenario tuvo como premisa que sólo podría incrementarse el techo de gasto programable si se observaban los ingresos propios que lo respaldaran, a fin de cumplir con la meta de balance financiero autorizada.

Durante el año se logró incrementar los ingresos propios, respecto de los ajustados por el recorte, en 182,675 millones de pesos a través de los apoyos de la SHCP y otras medidas internas. De este monto, se destinaron al gasto programable 117,730 millones de pesos, al costo financiero 17,645 millones de pesos, a las operaciones ajenas netas -207 millones de pesos, para un total de 135,168 millones de pesos. Esto mejoró el balance financiero en 47,507 millones de pesos.

En resumen, los ingresos propios se ubicaron en 481,006 millones de pesos, el gasto programable en 495,950 millones de pesos y el balance financiero en -101,660 millones de pesos, mejorando lo comprometido.

En adición a las 13 adecuaciones presupuestales ya mencionadas, se realizaron 16 que implicaron movimientos compensados en los rubros de gasto, mismas que no modificaron el balance financiero de la Empresa ni el total de gasto programable.

Los principales factores que explican las variaciones en los ingresos y en los egresos se detallan a continuación.

Ingresos totales

Los ingresos totales registraron 1,640,651 millones de pesos, importe 1.8% mayor en términos reales respecto a 2015 y 6.3% mayor al programa original. Al descontar el pago de la mercancía para reventa y el pago de contribuciones a los ingresos totales, se observaron ingresos propios por 481,007 millones de pesos.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativo
Ejercicio presupuestal. Flujo de efectivo consolidado
(millones de pesos)

Concepto	2015 ^{1/} Ejercicio	2016		Ejercicio (3)	Diferencia (3-1)	Var. (%)		16/15 Obsv. ^{2/}
		PEF (1)	Modificado (2)			Ejer/ PEF	Ejer/ Mod	
Ingresos	1,566,706	1,542,762	1,641,014	1,640,651	97,889	6.3	0.0	1.8
Ventas nacionales	1,136,193	1,152,246	1,111,829	1,111,450	-40,795	-3.5	0.0	-4.9
Ventas exteriores	344,149	383,953	307,912	307,885	-76,068	-19.8	0.0	-13.0
Venta servicios	0	842	4,879	4,917	4,075	484.0	0.8	n.r.
Otros ingresos	86,364	5,722	216,395	216,399	210,677	3,682.2	0.0	143.7
Servicios y otros	85,119	5,722	216,336	216,340	210,619	3,681.2	0.0	147.2
Egresos	1,641,101	1,622,651	1,656,205	1,655,388	32,738	2.0	0.0	-1.9
Gasto programable	502,996	478,282	496,086	495,950	17,668	3.7	0.0	-4.1
Corriente	196,808	185,214	196,966	196,832	11,618	6.3	-0.1	-2.7
Inversión	306,188	293,068	299,121	299,118	6,050	2.1	0.0	-5.0
Mercancía para reventa	330,347	302,656	370,501	370,501	67,845	22.4	0.0	9.1
Op. ajenas netas	408	0	561	-207	-207	n.r.	-136.8	-149.3
Impuestos ind.	378,944	387,230	467,536	467,957	80,727	20.8	0.1	20.1
Impuestos dir.	428,407	454,483	321,521	321,187	-133,296	-29.3	-0.1	-27.1
Balance primario	-74,395	-79,889	-15,192	-14,737	65,152	-81.6	-3.0	-80.7
Costo financiero	72,554	69,278	86,936	86,923	17,645	25.5	0.0	16.5
Balance financiero	-146,948	-149,167	-102,127	-101,660	47,507	-31.8	-0.5	-32.7
Ingresos propios ^{3/}	429,009	398,393	481,456	481,006	82,614	20.7	-0.1	12.1
Endeudamiento neto	187,586	240,550	220,204	220,204	-20,347	-8.5	0.0	14.2
Disposiciones	348,917	343,387	608,352	608,352	264,964	77.2	0.0	69.6
Amortizaciones	161,330	102,837	388,148	388,148	285,311	277.4	0.0	134.0
Incremento(uso)caja	40,638	91,383	118,077	118,543	27,160	29.7	0.4	183.7

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

1/ Hasta 2015 Pemex estuvo integrado por cuatro Organismos Subsidiarios y un Corporativo.

2/ Se aplicó un factor de 1.0282, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

3/ Los ingresos propios consideran el total de ingresos menos impuestos y mercancía para reventa (gasto no programable).

n.r. No representativo.

Ventas internas^{18/}

Los ingresos por ventas a clientes nacionales disminuyeron 4.9% en términos reales con relación a los registrados el año previo y de 3.5% comparado con lo previsto en el presupuesto original. Este decremento obedeció a que no obstante que se registró un mayor volumen de ventas de gasolinas, diesel y combustóleo, se observaron menores precios de referencia y se enfrentó durante 2016 un cambio en la mecánica de determinación del precio productor de gasolinas y diesel, lo cual se reflejó en menores ingresos para la Empresa. Adicionalmente, los cambios en el mercado del gas licuado impactaron en un menor volumen de ventas nacionales de este combustible, al permitirse las condiciones para la participación de terceros.

Ventas externas

Los ingresos por ventas al exterior disminuyeron 13.0% en términos reales respecto a 2015, en particular por la variación negativa en los precios del crudo, así como por una reducción en los volúmenes de combustóleo, naftas y petroquímicos.

Comparado con lo previsto en el programa original de 2016, se obtuvieron menores ingresos por ventas externas en 76,068 millones de pesos, pues no obstante que se comercializó mayor volumen de petróleo crudo al exterior por 103 Mbd, se registró una reducción en el precio promedio anual de la mezcla mexicana de 14.37 dólares por barril respecto al presupuesto. Al igual que el año previo, se observaron menores volúmenes de exportación de combustóleo, naftas y petroquímicos respecto a los presupuestados.

Otros ingresos

El importe registrado en otros ingresos ascendió a 216,399 millones de pesos, 210,677 millones de pesos superior a lo previsto en el presupuesto original. Los principales factores se listan a continuación:

- Aportación patrimonial a Petróleos Mexicanos por parte del Gobierno Federal a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público por 26,500 millones de pesos con el propósito de mantener i) la salud financiera del sector público y ii) una evolución ordenada del saldo histórico de los requerimientos financieros del sector público.

18/ En términos presupuestales, el importe por concepto de ventas internas en flujo de efectivo incluye el impuesto al Valor Agregado, así como aquellos componentes de la estructura de precios de los productos petrolíferos, tales como el Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS), fletes y comisiones. Se calcula así lo recaudado y en el egreso lo enterado.

- En Pemex Transformación Industrial se registró la venta en la Refinería de Madero de las plantas de gasolina UBA que comprende la planta de hidrodesulfurización y regeneración de amina, bajo el esquema *Sale & Lease Back* que contempla la enajenación de activos y su posterior adquisición mediante el arrendamiento financiero de los mismos. El monto de la operación sumó 11,209 millones de pesos. Bajo el mismo esquema, Pemex Exploración y Producción obtuvo ingresos por 20,679 millones de pesos por la venta de activos diversos (plataformas, ductos y cables) a la empresa Marverde Infraestructura, S.A de C.V.
- Aportación patrimonial de 134,231 millones de pesos recibidos del Gobierno Federal para complementar los 184,231 millones de pesos de la asunción, por parte del Gobierno Federal de las obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias. Lo anterior con base en 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" publicado en el DOF el 24 de diciembre de 2015.
- En Pemex Transformación Industrial en septiembre se registró un ingreso por un monto de 22,685 millones de pesos, de acuerdo a la estrategia para maximizar el valor de la empresa desinvirtiendo su participación en Gasoductos de Chihuahua.

Egresos

Los egresos totalizaron 1,655,388 millones de pesos, importe 1.9% inferior en términos reales a lo ejercido en 2015 y 2.0% por encima de lo considerado en el presupuesto original. De ellos, 789,144 millones de pesos corresponden al pago de contribuciones, 370,501 millones de pesos a las importaciones y mercancía para reventa y 495,744 millones de pesos al gasto programable, incluyendo el resultado neto de las operaciones ajenas.

Gasto programable

El ejercicio del gasto programable corriente y de inversión, sin considerar el resultado neto de las operaciones ajenas, ascendió a 495,950 millones de pesos, 4.1% inferior en términos reales a lo ejercido el año previo y mayor 3.7% a lo autorizado en el PEF.

El gasto corriente se ubicó en 196,832 millones de pesos, importe inferior en 2.7% respecto del año precedente y 6.3% mayor al presupuesto inicial.

- Se cumplió con la meta anual de ahorro en servicios personales, generándose un ahorro de alrededor de 12 mil millones de pesos gracias a la focalización de la actividad en negocios rentables y la disminución de tiempo extraordinario y coberturas, así como un menor gasto en contratos integrales y menor adquisición de materiales y refacciones.

- El gasto de operación (materiales y suministros y servicios generales) se situó 1.8% por arriba de lo registrado el año previo. Los conceptos que observaron mayor ejercicio fueron los fletes, seguros y conservación y mantenimiento a terceros.
- En pensiones y jubilaciones se observaron 56,182 millones de pesos, importe que se ubicó 10.3% por arriba del reportado el año precedente, por mayores aportaciones al FOLAPE.

El gasto total de inversión reportó 299,118 millones de pesos, de los cuales la inversión física se ubicó en 299,115 millones de pesos, lo que representó una disminución de 5% una vez descontado el efecto inflacionario en 2015, básicamente porque se tomaron medidas para canalizar recursos en actividades que resultaran rentables en un entorno de precios bajos del petróleo, dejando de invertir en aquellas que no presentaran esta condición.

Durante el ejercicio fiscal de 2016 la inversión de Petróleos Mexicanos se ejerció de la siguiente manera:

Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias
Ejercicio de inversión en flujo de efectivo
(millones de pesos)

Concepto	2015 ^{1/} Ejercicio	2016			Diferencia (3-1)	Variación (%)		
		PEF (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)		Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	16/15 Obsv ^{2/}
Total ^{3/}	306,188.4	293,068.0	299,120.5	299,118.0	6,050.0	2.1	-0.0	-5.0
Organismos subsidiarios ^{4/}	41,826.0	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.			
Empresas Productivas del Estado								
Exploración y Producción ^{5/}	255,746.1	216,058.1	241,228.4	241,228.4	25,170.3	11.6	0.0	n.r.
Transformación Industrial	4,952.3	56,770.2	45,158.7	45,158.7	11,611.5	-20.5	0.0	n.r.
Cogeneración y Servicios	228.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.r.
Perforación y Servicios	-	3,215.5	3,587.9	3,587.9	372.4	11.6	0.0	n.r.
Fertilizantes	221.8	525.0	378.9	378.9	-146.1	-27.8	0.0	n.r.
Etileno	426.3	1,881.3	746.0	746.0	1,135.4	-60.3	0.0	n.r.
Logística	630.6	6,316.3	7,017.0	7,014.5	698.2	11.1	0.0	n.r.
Corporativo	2,157.3	8,301.2	1,003.6	1,003.6	-7,297.8	-87.9	0.0	-54.8

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

1/ Hasta 2015 Pemex estaba integrado por Organismos Subsidiarios.

2/ Se aplicó un factor de 1.0282, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

3/ Incluye inversión financiera en 2015 por 245.0 millones de pesos y en 2016 por 2.6 millones de pesos.

4/ Los organismos subsidiarios Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica-Básica y Pemex-Petroquímica, cuyos montos de inversión en 2015 sumaron 34,152, 5,070 y 2,604 millones de pesos, respectivamente, se integraron en las empresas productivas subsidiarias Pemex Transformación Industrial, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Logística, Pemex Etileno y Pemex Fertilizantes.

5/ Para el periodo enero-mayo de 2015, PEP ejerció su gasto como organismo subsidiario y de junio a diciembre como EPS; para efectos de presentación, se reporta todo 2015 como EPS.

n.r. No representativo.

Importaciones y mercancía para reventa

El egreso por importaciones y mercancía para reventa ascendió a 370,501 millones de pesos, 9.1% mayor en términos reales a lo ejercido en 2015. Este aumento es derivado, esencialmente, de un menor proceso de crudo en el SNR por 131 Mbd, aunado a una mayor demanda de combustibles automotrices en el mercado interno, por lo cual resultó necesario adquirir del exterior 114 Mbd adicionales al volumen del año previo de productos petrolíferos para su reventa.

Respecto al presupuesto original de 2016, se registró un incremento de 67,845 millones de pesos. De manera similar al año previo, el proceso de crudo en el SNR al cierre del ejercicio resultó inferior en 167 Mbd respecto al presupuestado, por lo que se importaron 190 Mbd de productos petrolíferos más a lo presupuestado para satisfacer la demanda nacional.

Operaciones ajenas

Las operaciones ajenas netas presentaron un saldo neto de egreso por -207 millones de pesos, en particular debido a las operaciones por cuenta de terceros en rubros como el FOLAPE, retenciones a los trabajadores y retención de impuestos a terceros, que resultaron mayores a las operaciones ajenas recuperables.

Derechos e impuestos

El pago de impuestos indirectos fue 20.1% mayor al año previo por el aumento en el pago de IEPS (30.4%) resultado del aumento en la demanda de gasolinas y la importación requerida para satisfacer dicha demanda, mientras que los pagos por concepto del IVA se incrementaron de manera más moderada (3.9%).

- Por su parte, el pago de contribuciones directas ascendió a 321,187 millones de pesos, de los cuales 264,938 millones de pesos correspondieron al pago de Derecho por la Utilidad Compartida, monto que reconoce los efectos del estímulo fiscal otorgado a los contribuyentes a que se refiere el artículo 39 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, respecto del porcentaje aplicable para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones en el cálculo del DUC, en áreas terrestres o en áreas marítimas según consta el decreto expedido el 17 de abril de 2016.

Pagos de impuestos y derechos, Petróleos Mexicanos

(millones de pesos)

Concepto	2015	2016	Variación	
			Absoluta	Relativa (%)
Impuestos Indirectos	378,943.7	467,957.1	89,013.4	23.5
Impuesto al Valor Agregado	147,110.0	157,148.0	10,038.0	6.8
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	231,833.8	310,809.2	78,975.4	34.1
Impuestos Directos	428,406.5	321,186.9	-107,219.5	-25.0
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	-10,484.9	-	n.a.	n.a.
Sobre Extracción de Hidrocarburos	437.6	-	n.a.	n.a.
Especial sobre Hidrocarburos	10.8	-	n.a.	n.a.
Sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	23,478.7	-	n.a.	n.a.
Para la Fiscalización Petrolera	6.6	-	n.a.	n.a.
Para la investigación científica y tecnológica en materia de energía	1,440.6	-	n.a.	n.a.
Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo	-4,580.9	-	n.a.	n.a.
Adicional sobre Hidrocarburos	19.7	-	n.a.	n.a.
Para regular y supervisar hidrocarburos	19.5	-	n.a.	n.a.
Por la Utilidad Compartida DUC (Anticipos)	266,136.0	0.0	n.a.	n.a.
Por la Utilidad Compartida DUC (Declaraciones)	85,234.0	264,938.0	179,704.0	210.8
De Extracción de Hidrocarburos	46,119.8	41,652.3	-4,467.5	-9.7
Por la Exploración de Hidrocarburos	906.6	950.6	44.0	4.9
Impuestos varios	19,662.3	13,646.1	-6,016.2	-30.6

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

n.a. No aplica.

Costo financiero

El costo financiero se incrementó respecto al registrado al cierre de 2015, principalmente por un mayor endeudamiento externo, la depreciación del peso en 18% promedio anual, así como por el incremento en tasas de interés.

Durante 2016 el importe ejercido en el rubro de costo financiero fue 86,923 millones de pesos, superior en 17,645 millones de pesos, respecto al presupuesto aprobado debido a: el incremento de la deuda pública, la depreciación del peso y el ajuste al programa de financiamiento que generaron un mayor pago de intereses de la deuda en 19,133 millones de pesos, este monto estuvo compensado parcialmente por un menor pago de 969 millones de pesos del rubro de otros egresos financieros y un mayor ingreso por instrumentos financieros derivados por 507 millones de pesos.

Contratos relacionados con los proyectos de inversión al 31 de diciembre de 2016

La complejidad de los proyectos que desarrolla Petróleos Mexicanos, así como la dificultad para prever los múltiples eventos que se relacionan con incumplimientos de avance de obra del contratista y de los subcontratistas, condiciones climatológicas, eventos que modifican alguna característica de las inversiones que se llevan a cabo, demoras por libranzas no realizadas de acuerdo a programa y muchos otros imprevistos, hace necesario realizar ajustes y modificaciones a los contratos con el propósito de asegurar el cumplimiento de los objetivos establecidos para las inversiones.

En 2016 Pemex contaba con 1,291 contratos de proyectos de inversión vigentes, de los cuales 621 fueron modificados a través de 811 convenios durante el año. Derivado de estos convenios y de los realizados en años anteriores se alcanzó un monto de ajustes de 32,011 millones de pesos y de 3,456 millones de dólares, lo que significó un incremento, con respecto al monto original de los mismos, de 10.7% en el monto de los contratos celebrados en pesos y de 5.6% en dólares.

Contratos vigentes en 2016

	Número de contratos	Monto original de los contratos (millones)		Monto de contratos a diciembre 2016 (millones)	
		Pesos	Dólares	Pesos	Dólares
Total	1,291	299,378	62,267	331,389	65,723
Exploración y Producción	759	216,743	36,016	237,157	37,671
Perforación y Servicios	336	15,994	19,454	22,789	21,004
Transformación Industrial	130	61,454	6,797	65,742	7,048
Logística	35	2,625	-	2,923	-
Etileno	16	1,762	-	1,954	-
Fertilizantes	15	800	-	824	-

Nota. Los contratos consideran el horizonte completo del proyecto, lo que en algunos casos puede incluir un gran número de años.

7. Gobierno corporativo

7.1. Control interno

Pemex se enfrenta a un entorno de mayor competencia promovido por la Reforma Energética en el que es condición conducirse con ética, integridad corporativa, transparencia y rendición de cuentas, para alcanzar su máximo potencial mediante la implementación de estrategias que inhiban conductas irregulares en su operación y redunden en una mejor imagen y reputación.

La actuación de Pemex, con altos estándares de ética e integridad en el desempeño, refuerza la confianza ante sus clientes, inversionistas, proveedores y comunidades. En este sentido, se actualizó el Código de Ética de Pemex, que refleja la cultura, valores y principios empresariales que deben regir la conducta de sus trabajadores.

En febrero de 2016 se puso en marcha el Programa de Ética e Integridad Corporativa, que el compromiso del Director General y los directores de las distintas EPS de fomentar un ambiente ético e impulsar el desarrollo de las estrategias comprometidas.

Se ha realizado un ejercicio exhaustivo para identificar áreas de oportunidad y fortalecer la cultura institucional. Este elemento es indispensable para Pemex ante el nuevo entorno de mercado abierto y competitivo. Las áreas de oportunidad han sido consideradas como parte del Programa previamente referido. Además, se han definido estrategias puntuales, entre las que destacan:

- Adecuar los códigos de ética y conducta para atender las nuevas necesidades, e incorporar mejores prácticas, todo como parte de un proceso de mejora continua.
- Desarrollar mecanismos de formación y adhesión en materia de ética e integridad para los empleados de Pemex.
- Instrumentar la evaluación del perfil ético para personal de nuevo ingreso e incorporar su desarrollo en los mecanismos de evaluación del personal.
- Establecer nuevos mecanismos de evaluación del ambiente de ética e integridad en la empresa.

Adicionalmente, como uno de los objetivos del sistema de control interno, se estableció el diseño e implementación de medidas para el combate a la corrupción y el Consejo de Administración dispuso directrices para identificar, prevenir y combatir actos de corrupción o fraude.

Se cuenta con mecanismos y metodologías para identificar riesgos de corrupción y definir controles para mitigarlos, lo que permite disponer de un inventario puntual y acciones concretas para su atención. En este contexto, se han realizado esfuerzos particulares para la identificación y atención de riesgos de corrupción y/o colusión en materia de procura, que incluyen esfuerzos y talleres de capacitación.

Existen aún tareas por realizar, las cuales también forman parte del Programa de Ética e Integridad Corporativa:

- Actualizar y mejorar los mecanismos para identificar, evaluar y controlar riesgos de corrupción.
- Incorporar mejores prácticas de ética e integridad en procedimientos relevantes, tales como procura, recursos humanos y administración de activos, entre otros.
- Desarrollar mayores capacidades del personal en materia de control interno y administración de riesgos, poniendo especial énfasis en aquellas áreas con mayor riesgo de corrupción y colusión.

Pemex deberá garantizar que las operaciones con terceros se realicen con los más altos estándares de ética e integridad corporativa, estableciendo mecanismos para la adhesión de terceros a los principios de ética y conducta institucionales, desarrollando protocolos de actuación e instrumentando mecanismos para la prevención y manifestación de conflictos de interés.

En complemento a lo anterior, la empresa refrendó su compromiso de cumplir con la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LFTAIP)^{19/} y con la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LGTAIP), realizando acciones que buscan proveer lo necesario para que toda persona pueda tener acceso a la información, transparentar su gestión y favorecer la rendición de cuentas a los ciudadanos mediante la difusión de información.

En 2016 Pemex dio respuesta a 6,112 solicitudes de información, que incluyen las recibidas en dicho tiempo y las acumuladas de periodos anteriores atendidas dentro de los plazos que marca la Ley.

Las solicitudes pendientes de atender al 31 de diciembre de 2016 estaban dentro de los plazos establecidos por la normatividad.

19/ El 9 de mayo de 2016 se publicó en el DOF la abrogación de la LFTAIPG y se expidió la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LFTAIP).

Comparativo de solicitudes de información recibidas y atendidas al amparo de la LFTAIPG y de la LFTAIP

Sujeto obligado	Solicitudes recibidas		Solicitudes atendidas ^{1/}	
	2015	2016	2015	2016
Total	6,324	7,355	5,645	6,112
Petróleos Mexicanos	3,069	3,625	2,724	2,852
Pemex-Refinación ^{2/}	1,032	55	897	131
Pemex-Gas y Petroquímica Básica ^{2/}	395	26	336	49
Pemex-Petroquímica ^{2/}	241	6	225	17
Pemex Exploración y Producción	1,587	1,877	1,463	1,539
Pemex Transformación Industrial ^{3/}	-	1,044	-	879
Pemex Perforación y Servicios ^{4/}	-	179	-	165
Pemex Cogeneración y Servicios ^{4/}	-	131	-	119
Pemex Fertilizantes ^{4/}	-	71	-	67
Pemex Logística ^{4/}	-	228	-	197
Pemex Etileno ^{4/}	-	113	-	97

Fuente: Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales con consulta al 27 de febrero de 2017.

1/ Incluyen respuestas a solicitudes de información del año anterior.

2/ En estos Organismos Subsidiarios se dejaron de recibir solicitudes en enero de 2016.

3/ La ventanilla de Pemex Transformación Industrial inició operaciones en enero de 2016.

4/ Sujetos obligados de la LGTAIP a partir del 5 de mayo de 2016.

Al cierre de 2016, se registró un decremento de 28.0% en el número de consultas a los Portales de Obligaciones de Transparencia de Pemex y sus EPS respecto a 2015, derivado principalmente de la abrogación de la LFTAIPG.

A partir de mayo de 2017 estará disponible para consulta el Sistema de Portales de Transparencia del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI), de conformidad con el artículo 70 de la LGTAIP.

Comparativo de Consultas al Portal de Obligaciones de Transparencia de Pemex, Organismos Subsidiarios y Pemex Transformación Industrial

Sujeto obligado	Total de consultas	Total de consultas	% Variación
	2015	2016	
Total	1,772,360	1,276,673	-28.0
Petróleos Mexicanos	412,903	337,163	-18.3
Pemex-Refinación ^{1/}	631,051	408,840	-35.2
Pemex-Gas y Petroquímica Básica ^{1/}	186,031	134,837	-27.5
Pemex-Petroquímica ^{1/}	158,026	98,533	-37.7
Pemex Transformación Industrial ^{2/}	-	7,284	-
Pemex Exploración y Producción	384,349	290,016	-24.5

Fuente: INAI.

1/ El registro corresponde a las visitas a los portales históricos de los entonces Organismos Subsidiarios, que ahora se integran a Pemex Transformación Industrial.

2/ El Portal de Obligaciones de Transparencia de Pemex Transformación Industrial, inició operaciones en el segundo trimestre de 2016.

Al amparo de la Alianza para el Gobierno Abierto, que tiene como objetivo buscar de manera sostenida que los gobiernos sean más transparentes, rindan cuentas y mejoren la capacidad de respuesta hacia sus ciudadanos, ofreciendo servicios de calidad, en octubre de 2016, la Secretaría de Energía manifestó que se había dado cumplimiento al Plan de Acción 2013-2015, arrojando como resultados significativos la publicación transparente y periódica de la siguiente información:

- Donativos y donaciones otorgados por Pemex a cada entidad federativa y municipio.
- Información relativa a los procesos de contrataciones de Pemex.
- Información relativa a los estudios contratados por Pemex con terceros.

Adicionalmente, se trabaja en conjunto con las organizaciones de la Sociedad Civil para diseñar el Programa de Trabajo 2017-2018.

Concursos abiertos en procura y abastecimiento

Pemex ha trabajado en conjunto con la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) para adoptar mejores prácticas en integridad y transparencia en las contrataciones conforme a estándares internacionales y ha emprendido acciones para la identificación y atención de riesgos de corrupción y/o colusión en materia de procura.

A partir de 2015 y con el nuevo marco legal, se realizó un esfuerzo para centralizar las compras, mismo que se fortaleció en 2016 a fin de asegurar la captura de beneficios, en línea con las mejores prácticas de la industria.

Se reemplazaron los eventos de compra presenciales por sistemas electrónicos (Sistema de Contrataciones Electrónicas), lo que aporta mayor transparencia y certeza a los procesos. Asimismo, se establecieron reglas claras y equitativas para incentivar la participación de un mayor número de proveedores y se han incorporado nuevos esquemas como las subastas en reversa.

Se han disminuido las adjudicaciones directas e incrementado los concursos abiertos, además de acceder a mejores precios y condiciones de contratación. En 2016 el monto contratado por tipo de procedimiento se distribuyó de la forma siguiente: 19% concurso abierto, 25% invitación restringida y 56% adjudicación directa, mientras que en 2015 fueron 18%, 2% y 80%, respectivamente. Resalta para el periodo abril-diciembre de 2016 que los concursos abiertos que se ubicaron en 25%, mientras que la modalidad de adjudicación directa se redujo 24 puntos porcentuales.

Como resultado de las mejores prácticas aplicadas se obtuvieron ahorros de 23,389 millones de pesos, correspondiendo 4,857 millones de pesos a los procesos de contratación (a partir de marzo de 2016); a estrategias de renegociación de contratos de exploración y producción 16,263 millones de pesos y de servicios de soporte 2,269 millones de pesos.

7.2. Responsabilidad corporativa

7.2.1. Seguridad industrial

Petróleos Mexicanos tiene un compromiso absoluto con la seguridad de sus trabajadores. En este contexto, el Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema Pemex-SSPA) de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias es una herramienta de apoyo para alcanzar niveles internacionales de desempeño en la materia, que incorpora en la empresa una cultura de prevención y administración del riesgo en sus operaciones y/o procesos productivos.

En 2016 el índice de frecuencia acumulado para el personal de Pemex se ubicó en 0.36 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo^{21/} el resultado más bajo registrado. Este dato representó una disminución de 23.4% en comparación con el valor de 0.47, obtenido en 2015 y 5.3% inferior respecto a la meta que se estableció para 2016, de 0.38.

Índice de frecuencia de accidentes
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF	PCS
2016	0.36	0.25	0.39	0.47	0.34	0.00	1.00	0.00

El índice de gravedad acumulado durante 2016 para el personal de Pemex se ubicó en 23 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo. Esta cifra fue 25.8% menor en comparación con los de 31 días perdidos obtenido en 2015 y 15% mayor a la meta establecida por el Consejo de Administración de 20 días.

Índice de gravedad de accidentes
(días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF	PCS
2016	23	25	26	59	15	0	16	0

Los índices anteriores se derivan de 144 trabajadores accidentados y desafortunadamente seis de ellos fallecidos, razón por la cual Petróleos Mexicanos está intensificando las acciones preventivas para evitar este tipo de eventos.

21/ Con base en el informe anual de desempeño en materia de seguridad industrial de la *International Association of Oil and Gas Producers* (IAOGP), en 2012 se tiene un valor de referencia de 0.48 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, en 2013 un valor de 0.45, en 2014 un valor de 0.36, en 2015 un valor de 0.29 y para el periodo 2012-2015 correspondió un promedio de 0.40.

Para el personal contratista, el índice de frecuencia acumulado se ubicó en 0.26 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, cifra 40.9% menor respecto a la registrada en 2015 de 0.44 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo. El resultado en el índice de frecuencia representa una mejora significativa para la empresa: el número de lesionados y fatalidades con respecto a 2015, pasó de 108 lesionados y 20 fatalidades a 50 lesionados y una fatalidad en 2016.

Índice de frecuencia de accidentes en personal de contratistas
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF	PCS
2016	0.26	0.25	0.28	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00

Adicionalmente, en 2016 se planteó al Consejo de Administración que se incluyeran indicadores proactivos en materia de seguridad y administración de riesgos. Al respecto en 2016 se mitigaron la totalidad de los riesgos críticos identificados, asimismo es relevante la solventación del 95% de los hallazgos encontrados durante las revisiones preventivas realizadas por la línea de mando directiva.

Las principales acciones realizadas durante 2016 fueron las siguientes:

- Ejecución y aplicación del Programa Binomio (Programa de Auditoría, verificación y mitigación inmediata de riesgos) para la ejecución efectiva de los sistemas de administración de SSPA-CO^{22/}, con el objetivo de revertir la tendencia de accidentes graves.
- Como parte del proyecto Campañas SSPA se lanzó Conoce tus Riesgos, con objeto de abatir los accidentes moderados y menores.
- En Pemex Perforación y Servicios se ejecutó una campaña denominada Alza la Voz: Todos Seguros Todos a Bordo, que pretende garantizar que los trabajadores que aborden a plataformas se encuentren en estado de salud óptimo.

Adicionalmente, para revertir la ocurrencia de eventos relevantes en los centros de trabajo considerados como críticos en las Empresas Productivas Subsidiarias se efectuaron las siguientes acciones:

- Implementación de 12 directrices de CERO tolerancia en SSPA para personal de Pemex y contratistas.
- Alineación del mandato de la función SSPA en toda la Empresa.
- Implantación de la práctica de compatibilidad para el perfil puesto-persona.

22/ SSPA-CO: Seguridad, Salud y Protección Ambiental-Confiable Operativa.

El Sistema Pemex-SSPA cumple con los requisitos establecidos en las “Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos”, emitidas en mayo de 2016 por la ASEA y quedó debidamente registrado ante esa instancia, en agosto de 2016.

7.2.2. Protección ambiental

La protección ambiental y el desarrollo armónico con la naturaleza son valores prioritarios para Pemex, por lo que se tiene el compromiso de mejorar el desempeño ambiental para prevenir y reducir los impactos negativos al ambiente, que se ven reflejados en el compromiso de reducir las emisiones de dióxido de carbono en 25% para el año 2021 y aumentar el reúso de agua en más de 60% en las refinerías.

Al cierre de 2016 las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) ascendieron a 43.4 millones de toneladas, cifra 1.9% mayor respecto a 2015. Asimismo, las emisiones de óxidos de azufre (SOx) fueron de 900.2 miles de toneladas, lo que representó un incremento de 22.7% respecto al año anterior. La variación se debe a un mayor envío de gas amargo a quemadores en Ku-Maloob-Zap, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral Tabasco; al envío de gas ácido a quemadores por actividades de mantenimiento en las plantas de azufre de los complejos procesadores de gas Poza Rica, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex; y al incremento en el volumen de gas a quemadores debido a problemas de mantenimiento en las plantas de azufre de las refinerías de Minatitlán y Salina Cruz.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) disminuyeron 14.4% respecto al año anterior, dando un total de 99.9 miles de toneladas, derivado de un menor consumo de energéticos en equipos de combustión (calentadores) en PEP respecto a 2015.

Emisiones a la atmósfera
(miles de toneladas/mes)

Emisiones	2015	2016	Var. (%)
Óxidos de azufre (SOx)	61.1	75.0	22.7
Óxidos de nitrógeno (NOx)	9.7	8.3	-14.4
Dióxido de carbono (CO ₂)	3,548.3	3,615.9	1.9

Dada la relevancia del cambio climático y del compromiso de Pemex en el tema, en 2016 se incorporó el Plan de Acción Climática de Pemex en la sección de emisiones a la atmósfera de la Estrategia Ambiental. Dentro de las actividades relevantes realizadas en este marco se encuentran la identificación de emisiones bajo los criterios del *Climate & Clean Air Coalition* (CCAC) y la incorporación de proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Adicionalmente, en 2016 Pemex participó en el reporte 2016 de la *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI), relativo a inversiones con la finalidad de acelerar el desarrollo de tecnologías innovadoras para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y en el desarrollo del protocolo de proyectos de eficiencia en calderas.

Durante 2016 el uso promedio mensual de agua cruda presentó una reducción de 0.6% con relación al año anterior, esto se debió a dos efectos: por un lado ocurrió una disminución en el requerimiento total de agua de las EPS, originado por una menor actividad sustantiva y por otro lado, se redujo 11.1% el reúso de agua vinculado al mantenimiento de las plantas de tratamiento de aguas residuales del SNR. Las descargas de contaminantes al agua fueron 28.5% menores con respecto a 2015, al pasar de 358.9 a 256.5 toneladas promedio mensual.

Uso de agua
(millones de metros cúbicos/mes)

Concepto	2015	2016	Var. (%)
Uso de agua cruda	16.1	16.0	-0.6
Reúso de agua	2.7	2.4	-11.1
Descargas al agua (ton/mes)	358.9	256.5	-28.5

El inventario final de residuos fue 46.0 miles de toneladas, lo que representó una disminución de 3.8% respecto al inventario de 47.8 miles de toneladas al inicio del año. Durante este periodo se generaron 41.6 miles de toneladas y se dispusieron 43.4 miles de toneladas, por lo que la relación de disposición con respecto a la generación es de 1.04.

Al cierre de 2016, el 56% del inventario de residuos peligrosos corresponde a sosas gastadas generadas por actividades de Pemex Transformación Industrial.

Inventario final de residuos peligrosos, 2016

Total	100%
Lodos aceitosos	28%
Otros (laboratorio, lodos de tratamiento de aguas negras, otros)	9%
Residuos sólidos (estopas, baterías, pinturas, limpieza plantas, otros)	7%
Sosas gastadas	56%

Al cierre de 2015, el inventario de sitios contaminados ascendía a 1,162 hectáreas (ha). Durante 2016 se incorporaron 197 ha y fueron remediadas o desincorporadas 75.2 ha, dando como resultado un inventario final total de 1,283.8 ha, lo que representó un crecimiento de 10.5%. Este comportamiento se debe en parte al incremento en el número de tomas clandestinas no herméticas, que derivan en sitios contaminados.

Sitios contaminados (hectáreas)

	Inventario final 2016
Total	1,283.8
Pemex Transformación Industrial	655.8
Pemex Logística	406.7
Pemex Exploración y Producción	221.3

El total de fugas y derrames en ductos de Pemex al cierre de 2016 fue 213 eventos, 2% superior en comparación con el año anterior. Se presentaron 78 eventos de pérdida de contención en ductos de transporte, de los cuales el 51% se originaron por causas no asociadas a la integridad (principalmente vandalismo); mientras que 86 eventos ocurrieron en los ductos de recolección, donde el 71% de los casos se asocian a integridad (corrosión interior, corrosión exterior y falla de material), los 49 eventos restantes ocurrieron en ductos de producción y de servicios.

Los factores que incidieron en mayor medida a los eventos de fugas y derrames en los sistemas de ductos de recolección y transporte fueron los fenómenos de corrosión y los actos vandálicos. Con relación al primero de ellos, las EPS continúan implementando acciones de mitigación mediante la inyección de inhibidores, limpieza interior de los ductos, así como el monitoreo y restitución de los sistemas de protección catódica. Las acciones que se realizan para el combate de los actos vandálicos se refuerzan con tareas de vigilancia en cooperación con las autoridades locales y federales, así como en la ejecución de actos legales en contra de los responsables.

Certificados de Industria Limpia

En 2016 Pemex recibió de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente y de la ASEA 104 Certificados de Industria Limpia, de los cuales 25 fueron otorgados a instalaciones por primera vez y 79 por refrendo, al mantener o mejorar su desempeño ambiental.

Al cierre del año, Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias totalizaron 445 certificados vigentes y 215 se encuentran en proceso de certificación, de un total de 660 instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental.

Certificados de Industria Limpia
(número)

	Obtenidos 2016		Desempeño 2016	Vigentes	En proceso de certificación	Instalaciones inscritas
	Nuevos	Refrendos				
Total	25	79	104	445	215	660
Corporativo	0	1	1	16	7	23
Exploración y Prod.	9	32	41	214	143	357
Proceso de gas	0	1	1	47	0	47
Petroquímica	0	1	1	8	1	9
Proceso de crudo	16	44	60	160	64	224

7.2.3. Responsabilidad social

Donativos y donaciones

Con el objetivo de mejorar la calidad de vida de las personas que habitan en zonas petroleras y conciliar el crecimiento de la industria con el bienestar de estas comunidades, en 2016 se autorizó la entrega de donativos en numerario y donaciones en especie por 1,281.9 millones pesos, lo que representó el 72.8% de la previsión presupuestaria destinada para tal efecto, acorde a las medidas de austeridad que redujeron los gastos de administración. Del total de apoyos entregados, 5% correspondió a donativos en numerario y 95% a donaciones en especie, consistentes en combustibles y asfalto, además de 57 bienes muebles y tres inmuebles.

Se destinaron a las entidades federativas prioritarias^{23/} 1,131.7 millones de pesos para procurar la continuidad de las actividades operativas.

Estas acciones tienen el propósito de contribuir a maximizar el valor del petróleo para México mediante la prevención y atención de Riesgos No Técnicos. Lo anterior, encaminado a mantener la Licencia Social para Operar^{24/}, por medio de estrategias de responsabilidad empresarial que beneficien a personas que habitan en comunidades petroleras, generando entornos sociales favorables que permitan a la empresa desarrollar sus operaciones en condiciones de seguridad, estabilidad y continuidad, a través de la vinculación con gobiernos estatales y municipales, así como con organizaciones civiles. Para este propósito se tienen establecidas cuatro líneas de acción: transformar la política social de Pemex, potencializar y optimizar los recursos, facilitar la operación de la empresa y fortalecer el vínculo con las comunidades.

23/ Campeche, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz.

24/ Características reales o actuales de credibilidad, confiabilidad y aceptación de la industria petrolera y sus proyectos dentro de las comunidades locales.

Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente

Uno de los instrumentos que apoyan la estrategia de Responsabilidad y Desarrollo Social es el Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA), que obedece a la política social enfocada a conciliar el crecimiento de la industria petrolera con las aspiraciones de bienestar de las comunidades ubicadas dentro de las zonas con actividad petrolera, permitiendo impulsar el desarrollo humano, generar capacidades productivas, atender rezagos sociales y forjar el desarrollo sustentable a largo plazo de estas comunidades, en cumplimiento al Compromiso Presidencial CG-158.

Petróleos Mexicanos, a través del PACMA, ha promovido la participación conjunta entre el sector público y privado, con las aportaciones de los proveedores y contratistas de Pemex.

El PACMA se desarrolla de manera directa y transparente a través de Programas, Obras y Acciones (PROA), los cuales impactan de manera directa a uno o más de los siguientes componentes: salud, infraestructura, protección ambiental, educación y deporte, proyectos productivos, equidad y seguridad.

La inversión realizada en PROA en 2016 fue la siguiente:

Programas, Obras y Acciones, 2016

Componente	Inversión en miles de pesos	Número	Participación (%)
Total	186,787.4	97	100.0
Salud	90,503.9	48	48.4
Infraestructura	35,462.0	26	19.0
Educación y deporte	30,061.2	18	16.1
Proyectos productivos	29,723.0	4	15.9
Protección ambiental	1,037.3	1	0.6

Los principales Programas, Obras y Acciones de 2016 se ubicaron en los rubros siguientes:

Salud. Continuaron las jornadas médicas de manera itinerante en comunidades de los estados de Oaxaca y Veracruz, mediante las Unidades Médicas Móviles; se mantuvo la construcción de Comedores Comunitarios en Campeche, Tamaulipas y Veracruz incluidos en la Cruzada Nacional Contra el Hambre.

Infraestructura. Construcción de pozo profundo para sistemas de agua potable, rehabilitación de canchas y espacios recreativos y dotación e instalación de pisos firmes y techos seguros en viviendas.

Educación y deporte. Construcción y rehabilitación de aulas y canchas para escuelas.

8. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2016

ACUERDO

Con fundamento en el artículo 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración emite la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos en el Ejercicio 2016, en los términos del documento adjunto.

Anexo del Acuerdo

Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2016

El precio internacional del crudo reportó mínimos históricos durante enero de 2016, la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) promedió 23.9 dólares por barril (US\$/b) y las señales del mercado no sugerían una pronta recuperación. Al cierre del año se presentó un repunte importante alcanzando un promedio anual de 35.6 US\$/b. A pesar de esto, las expectativas de inicio de año llevaron a las empresas petroleras a reducir sus portafolios de inversión, Petróleos Mexicanos (PEMEX) no fue la excepción y modificó sus objetivos comprometidos en el Plan de Negocios 2016-2020 para cumplir con la meta de balance financiero establecida en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio 2016 (PEF 2016). Esto significó reducir el gasto de la compañía en \$100 mil millones de pesos (MMM), ajustar las metas de producción y reprogramar diversos proyectos de inversión que se tenían previstos para 2016. Además, PEMEX reportó en enero una cuenta por pagar excesiva al cierre del ejercicio 2015, cuya obligación de pago fue trasladada al año siguiente. El saldo del pasivo a proveedores y contratistas se ubicó en \$147 MMM, lo que presionó el presupuesto y liquidez de la empresa, mientras que para el ejercicio 2016, el saldo de proveedores por pagar en el año del 2017 fue de \$73.2 MMM.

En febrero de 2016, se hicieron modificaciones con el objeto de respetar las metas presupuestales que aprobó el Congreso de la Unión en el PEF 2016: un balance financiero de -\$149 MMM y un techo de endeudamiento neto de \$240 MMM. La Administración sometió a consideración del Consejo de Administración de PEMEX el programa de Ajuste al Presupuesto 2016, que tuvo como consecuencia la adecuación del Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo 2016 (POFAT), ver Tabla 1. Dadas estas circunstancias, la evaluación del Consejo de Administración se concentra principalmente en este último programa aprobado en febrero de 2016, ya que contiene las metas financieras y operativas ajustadas a la realidad de la empresa y del mercado internacional. A continuación se muestran las modificaciones a las metas como resultado del ajuste presupuestal:

Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2016

Tabla 1. Metas ajustadas durante el ejercicio 2016

Principales indicadores	Original	Ajustada	Variación
Presupuesto de Egresos de la Federación 2016			
Producción de gas natural (MMpcd) ¹	5,746	5,802	1%
Producción de petrolíferos (Mbd) ²	965	964	-0.1%
Producción de gas seco (MMpcd)	3,095	3,024	-2%
Producción de líquidos del gas (Mbd) ³	393	339	-14%
Producción neta de petroquímicos (Mt) ⁴	4,377	2,818	-36%
Balance primario (MMM\$)	-80	-80	Sin cambio
Balance financiero (MMM\$)	-149	-149	Sin cambio
Techo de gasto de servicios personales (MMM\$)	91	91	Sin cambio
Endeudamiento neto (MMM\$)	241	241	Sin cambio
Plan de Negocios 2016-2020 y POFAT (metas de cumplimiento para 2016)			
Incorporación de reservas 3P (MMbpce) ⁵	1,350	666	-51%
Costo de descubrimiento (US\$/bpce)	<2.0	<2.0	Sin cambio
Éxito comercial (%)	>25	>25	Sin cambio
Producción de crudo (Mbd)	2,247	2,130	-5%
Costos de producción (US\$/bpce)	18.6 ⁶	18.6 ⁶	Sin cambio
Rendimiento del crudo de gasolina y destilados intermedios (%)	67.1	64.4	-2.7%
Índice de intensidad energética en refinerías	147	147	Sin cambio
Índice de paros no programados (IPNP) en refinerías (%)	3.5	3.5	Sin cambio
Índice de paros no programados (IPNP) CPGs ⁷ (%)	1.5	1.5	Sin cambio
Nivel de utilización de CPG (%)	69	63	-6%
Programa anual de austeridad en el gasto			
Ahorros en servicios personales y en gasto corriente (MMM\$)	12	12	Sin cambio

1. Incluye nitrógeno.

2. Incluye destilados y combustóleo.

3. Incluye etano, naftas y gas LP.

4. Incluye productos solo de complejos petroquímicos.

5. Reservas certificadas por un tercero independiente, aún está pendiente el dictamen oficial de la CNH.

6. Referencia promedio de la industria.

7. Centros procesadores de gas.

Con base en la información proporcionada por la Administración y en concordancia con el Informe del Director General 2016, la presente evaluación se realiza a los siguientes cuatro programas aprobados por el Consejo de Administración para su cumplimiento en 2016:

1. Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2016;
2. Plan de Negocios de PEMEX 2016-2020 y Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo 2016;
3. Ajuste al Presupuesto 2016, y
4. Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos para el ejercicio fiscal 2016.

Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2016 (PEF 2016)

El Consejo de Administración tomó conocimiento del presupuesto autorizado para PEMEX el 27 de noviembre de 2015, en el que se estableció un gasto programable de \$478 MMM, una meta de balance financiero negativo de \$149 MMM y un techo de gasto de servicios personales por \$91 MMM. Asimismo, se estableció un techo de endeudamiento neto de hasta \$110 MMM a nivel interno y hasta \$8.5 mil millones de dólares (MMUSD) a nivel externo, lo que totalizó un techo de hasta \$240 MMM.²⁵

Tabla 2. Comparativa de los principales indicadores financieros del PEF 2016

Principales indicadores del PEF ²⁶	Meta ajustada	Observado	Variación %
Balance primario (MMM\$)	-80	-15	81.3
Balance financiero (MMM\$)	-149	-102	31.5
Techo de gasto de servicios personales (MMM\$)	91	79	13.2 ¹
Endeudamiento neto (MMM\$)	241	220	8.7 ¹

1. Aunque la variación porcentual es negativa, en este caso se considera una mejora ya que implica una reducción del gasto y endeudamiento de la empresa

PEMEX cumplió con todas las metas financieras comprometidas en el PEF 2016, gracias a la disciplina financiera de la Administración y a los ingresos adicionales no recurrentes por \$211 MMM que recibió la empresa durante el año. Entre ellos se encuentra la capitalización de \$134 MMM realizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público como parte del acuerdo para reducir el pasivo laboral. Asimismo, se recibieron apoyos por \$73.5 MMM para reducir el pasivo circulante y la deuda con proveedores y contratistas que provenía de 2015. Además de esto, la empresa modificó su estrategia de pago a proveedores para atender sus problemas de liquidez, de este modo parte del presupuesto devengado y registrado en 2016 se reflejará en el flujo de efectivo de 2017.

Plan de Negocios de PEMEX 2016-2020 y Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo 2016 (POFAT 2016)

En diciembre de 2015, el Consejo de Administración aprobó el Plan de Negocios de 2016-2020 y el POFAT 2016 que establecía las metas del plan que debían cumplirse en 2016. Ambos programas estaban alineados con los compromisos del PEF 2016 y para alcanzarlos el Plan de Negocios determinó cuatro objetivos estratégicos:

1. Incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos.
2. Extraer hidrocarburos con costos competitivos y aprovechando las alternativas fiscales del nuevo marco regulatorio.
3. Enfocar la comercialización de productos y servicios en mercados objetivo.
4. Eficientar actividades y operaciones en la cadena de valor de transformación industrial.

PEMEX cumplió parcialmente con las metas establecidas en el Plan de Negocios 2016-2020, algunas de éstas fueron ajustadas al contexto de precios bajos del crudo, pero otras como las migraciones de asignaciones avanzaron adecuadamente durante el año. Entre las metas operativas que fueron ajustadas se encuentran la

²⁵ Tipo de cambio \$16.4 pesos por dólar promedio.

²⁶ En la determinación de las metas financieras y operativas para PEMEX, el PEF consideró un precio de la MME de 50 US\$/b y un tipo de cambio de \$16.4 pesos por dólar promedio.

incorporación de reservas, que pasó de 1,350 MMbpce a 666 MMbpce, y la previsión de producción de crudo que se redujo 5%. Se conservaron la mayoría de las metas operativas del Plan de Negocios 2016-2020, ya que éstas no se afectarían por el ajuste presupuestal y dependen de la eficiencia del proceso o del desempeño operativo de la línea de negocio, como los costos de descubrimiento y desarrollo, el índice de eficiencia energética en refinerías y el índice de paros no programados.

El Plan de Negocios 2016-2020 estableció metas para migrar asignaciones y para realizar asociaciones y alianzas estratégicas para la empresa. En este sentido, en 2016 se concretó la primera migración con socio en la historia de PEMEX para el proyecto Trion, un bloque de aguas profundas que fue licitado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el que resultó ganadora la empresa Australiana BHP Billiton. Adicionalmente, por primera vez PEMEX compitió en las rondas de licitación de bloques en consorcio con compañías privadas. La sociedad se hizo con las empresas Chevron Energía de México e Inpex Corporation para participar en la cuarta licitación de la Ronda 1 de bloques exploratorios de aguas profundas. El consorcio resultó ganador del Bloque 3 Norte en el Área Perdido. Ambos procesos sentaron las bases de futuras asociaciones para PEMEX y marcaron un hito en la forma de operar de la empresa que le permitirá acceder a nuevos modelos de negocio, así como a la tecnología y los recursos que requiere para desarrollar algunas de sus asignaciones.

Ajuste al Presupuesto 2016

El Consejo de Administración de PEMEX aprobó un recorte presupuestal para compensar la caída de los ingresos por \$100 MMM. Este ajuste se hizo sobre elementos del gasto que no comprometieran la viabilidad de largo plazo de la empresa, la seguridad del personal, ni la integridad de las instalaciones; no obstante gracias a estas decisiones sólo fue posible incorporar 684 millones de barriles de petróleo equivalente en reservas 3P. De igual manera, se mantuvo el compromiso de atender las obligaciones laborales y financieras, del pago a proveedores y de cumplir con la meta del balance financiero. Para calcular unos objetivos financieros y operativos más apegados a la realidad, el ajuste presupuestal consideró un precio promedio anual de la MME de 25 US\$/b y un tipo de cambio de \$17.4 pesos por dólar promedio. Con estas modificaciones se establecieron las siguientes metas.

Tabla 3. Comparativo de las principales metas del programa de Ajuste al Presupuesto 2016

Principales Indicadores	Ajuste al Presupuesto 2016	Observado	Variación %
Incorporación de reservas 3P (MMbpce)	666	684 ¹	3
Producción de crudo (Mbd)	2,130	2,154	1
Producción de gas natural (MMpcd) ²	5,802	5,792	-0.2
Producción de petrolíferos (Mbd) ³	964	798	-17
Rendimiento del crudo de gasolina y destilados (%)	64.4	61	-3.4
Producción de gas seco (MMpcd)	3,024	3,047	1
Producción de líquidos del gas (Mbd) ⁴	339	305	-10
Producción neta de petroquímicos (Mt) ⁵	2,818	2,678	-5
Premisas económicas			
Precio promedio de la MME (US\$/b)	25	35.6	43
Tipo de cambio (pesos por dólar) ⁶	17.4	18.6	6.9

1. Reservas certificadas por un tercero independiente, aún está pendiente el dictamen oficial de la CNH.

2. Incluye nitrógeno.

3. Incluye destilados y combustóleo.

4. Incluye etano, naftas y gas LP.

5. Incluye productos sólo de complejos petroquímicos.

6. Banco de México, tipo de cambio para soventar obligaciones denominadas en dólares.

La Administración cumplió con el recorte de \$100 MMM aprobado en febrero de 2016 para cubrir la meta de balance financiero. Los resultados muestran que la línea de negocios de Exploración y Producción (PEP) superó las metas de producción de crudo y de incorporación de reservas 3P, aunque esto último fue a niveles por debajo de lo deseable. Durante el año esta subsidiaria mantuvo campos que le representaron pérdidas económicas, aunque en promedio tuvo costos de descubrimiento y producción competitivos, ha conservado bloques que no son rentables bajo las condiciones fiscales actuales.

Por su parte, los indicadores operativos de Transformación Industrial (TRI) presentaron desviaciones negativas tanto en términos de producción, como en eficiencia operativa, que impidieron el cumplimiento de los compromisos adoptados. La producción de petrolíferos cayó 17% con respecto a lo programado y las metas de rendimiento de crudo y gasolinas quedaron 5% debajo de la meta ajustada. Hay que señalar que durante 2016 la cadena de Transformación Industrial y otras líneas de negocio de PEMEX se vieron afectadas por la menor disponibilidad de gas natural, entre otros factores. La baja en los precios de este hidrocarburo afectó la rentabilidad de estos proyectos, redujo el ritmo de inversión en ellos y afectó la disponibilidad de gas en el mercado nacional.

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos para el ejercicio fiscal 2016

Como parte de los esfuerzos de ahorro y austeridad presupuestal, la Administración de PEMEX se comprometió a reducir el gasto \$12 MMM en el marco del Programa Anual de Austeridad. El ahorro total como resultado del programa fue de \$13.3 MMM, es decir 11.2% superior a la meta. Sin embargo, hay que aclarar que este ahorro se compensó parcialmente en el rubro de pensiones y jubilaciones, ya que la mayoría de las plazas que se cerraron fueron de personal que se jubiló al cumplir con los requisitos legales y cuyas plazas no se volvieron a ocupar. Esta decisión se tomó considerando que en el mediano y largo plazos se generarán ahorros en el valor actuarial del pasivo laboral. Por su parte, los ajustes del programa de austeridad se hicieron en rubros que permitieran sostener la operación sin afectar la integridad de las instalaciones, la seguridad de los empleados y la de las comunidades en donde se opera.

Evaluación de los programas

En términos operativos, PEP cumplió con las metas modificadas de exploración, producción y desarrollo, y superó los objetivos de incorporación de reservas 3P, cifra que está por debajo de lo deseable pero fue lo necesario para enfrentar el ajuste. Lo anterior, se logró manteniendo los costos de descubrimiento y producción por debajo de los promedios internacionales, dado que la actividad se concentró en los yacimientos mejor explorados y con mayor potencial. El presupuesto para incorporación de reservas se redujo con el ajuste presupuestal, de modo que la tasa de restitución de reservas 1P (probadas) cerró el año en 4%.

Durante 2016, el TRI siguió presentando problemas como un mayor número de paros no programados que generaron complicaciones adicionales, como el incremento en el índice de intensidad energética y la caída en la producción de petrolíferos. Asimismo, no fue posible que esta EPS madurara el enfoque hacia mercados objetivo como se tenía previsto en el Plan de Negocios 2016-2020, por lo que no se logró mejorar la comercialización de productos y servicios de la empresa. Durante 2016, el Consejo de Administración aprobó diversos proyectos y estrategias para revertir los resultados negativos de la empresa en Transformación Industrial, las estrategias buscaron identificar las cadenas de productos y segmentos de mercado más rentables, para ello se consideró el avance en el marco regulatorio, la liberación de precios y la entrada de competidores al mercado mexicano.

Si bien Pemex ha hecho grandes esfuerzos que le permitieron cumplir con las metas financieras establecidas en el PEF 2016, a pesar de ello, algunas empresas productivas subsidiarias continuaron presentando pérdidas económicas. La empresa de Transformación Industrial sigue siendo la EPS con mayores pérdidas. Por su parte, las subsidiarias de Logística, Fertilizantes, Etileno y Perforación no alcanzaron los resultados esperados y también continuaron generando pérdidas durante 2016. Con la instrumentación de las acciones previstas en el Plan de Negocios 2017-2021, se prevé que su situación mejore en los próximos ejercicios. El Consejo de Administración vigilará la aplicación de dichas acciones.

Con base en el diagnóstico que realizó la Administración y el Consejo de PEMEX, se aprobó el Plan de Negocios 2017-2021 en octubre de 2016. Por primera vez se diseñó un plan cuyo principal enfoque es la generación de valor, en lugar de las metas volumétricas y que propone soluciones para resolver los problemas identificados a lo largo de este documento. El Plan de Negocios 2017-2021 coloca a la empresa en una trayectoria de mayor estabilidad operativa y financiera sobre la base de una proyección de precios de los hidrocarburos más conservadora que varios de sus pares, y define una estrategia para cada línea de negocio que deberá mejorar los resultados de éstas en el mediano y corto plazos.

Conclusión

PEMEX cumplió con las metas operativas y financieras comprometidas en el Ajuste Presupuestal 2016, se superaron los objetivos de producción de crudo e incorporación de reservas. Sin embargo, estas metas ajustadas fueron resultado de las condiciones adversas que presentó la industria de hidrocarburos a nivel global, el recorte presupuestal y la falta de liquidez de PEMEX, es decir se debieron a circunstancias extraordinarias. En el futuro, es necesario que alcancen las metas establecidas en el Plan de Negocios 2017-2021 y se ejecuten las estrategias definidas en éste.

Considerando que los precios internacionales del petróleo continuarán en niveles bajos en el mediano plazo, es necesario redoblar esfuerzos para que la compañía haga uso oportuno y eficiente de las herramientas que le brinda la Reforma Energética para hacerse de recursos adicionales, en especial las migraciones de Asignaciones a Contratos, las diluciones de activos seleccionados y la tercerización de servicios. La opinión del Consejo de Administración es que tales recursos deben enfocarse, entre otros temas relevantes, en recuperar la tasa de restitución de reservas 1P, incorporando y desarrollando reservas 3P para transformarlas en 1P, y mejorar el desempeño financiero de la empresa, en particular reducir su nivel de endeudamiento. Sobre este tema, el Plan de Negocios 2017 -2021 tiene entre sus planes utilizar todas las herramientas mencionadas.

Si bien PEMEX logró mantener los costos de descubrimiento y producción por debajo de los promedios internacionales en 2016, esto se debió principalmente a que las actividades de la compañía se concentraron en los yacimientos mejor explorados y con mayor potencial. La empresa conserva campos que no son rentables bajo el régimen fiscal actual, por lo que la Administración de PEMEX debe definir una estrategia para mitigar este problema y mejorar la rentabilidad de esos bloques. Se deben tomar medidas similares en las líneas de negocio que no generen el valor esperado para la empresa.

Los resultados de 2016 hicieron evidente la importancia de mejorar la disponibilidad de gas natural para mantener la viabilidad operativa de las EPS que requieren de insumos derivados de este hidrocarburo. Para resolver este problema, PEMEX debe mejorar la producción del gas asociado invirtiendo en proyectos para el aprovechamiento de gas, en 2016 el recorte de presupuesto obligó a diferir varios de estos proyectos, pero se deben tomar las medidas necesarias para continuarlos a la brevedad. Para atender los factores externos que afectan la producción de gas natural, la Administración de PEMEX deberá colaborar con las autoridades correspondientes e impulsar las medidas necesarias para corregir las distorsiones de mercado que afectan la producción de este hidrocarburo. Es necesario dar celeridad a las iniciativas para resolver este problema, pues sólo así será posible extraer valor a las EPS que no han generado los resultados esperados hasta ahora.

La evaluación de los programas anuales de PEMEX mostró la necesidad de adoptar medidas contundentes en los años próximos. Por un lado, la empresa debe continuar implementando y madurando sus procesos de control presupuestal e interno. Es necesario que la compañía ejerza su gasto de forma más eficiente, especialmente en aquellos proyectos que generen rentabilidad para la empresa. Para lograrlo es necesario que PEMEX aumente su competitividad, optimice su plantilla laboral, incremente su nivel de productividad, atienda y fondee su pasivo laboral y reduzca ineficiencias operativas heredadas de décadas atrás. Por otro lado, la empresa requiere más recursos para cumplir con sus objetivos y programas, algunos de éstos se pueden obtener mediante las herramientas de la Reforma Energética.

Las circunstancias de 2016 dejaron un aprendizaje importante para PEMEX: en el futuro la empresa deberá utilizar al máximo las herramientas de la Reforma Energética, de modo que las inversiones y proyectos prioritarios no se retrasen por cuestiones presupuestales, sino que se realicen mediante asociaciones y alianzas estratégicas que permitan terminarlos en tiempo. Asimismo, es necesario que la compañía acelere la implementación de nuevos esquemas de negocio, como las diluciones y la tercerización de servicios, que le permita concentrarse en su objeto de negocio. PEMEX debe continuar con la disciplina presupuestal y operativa, combatir sus rigideces internas, mejorar su productividad y eficiencia, y así convertirse una empresa rentable y competitiva en el mediano plazo. Para lograrlo, la empresa debe tener en cuenta su objeto de generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano, al tiempo que actúa con sentido de equidad, responsabilidad social y ambiental y contribuye con el desarrollo nacional.

Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2016

ANEXO

Principales indicadores	Meta original	Meta ajustada	Observado	Observado vs. Meta ajustada (%)
Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio 2016				
Producción de gas natural (MMpcd) ¹	5,746	5,802	5,792	-0.2
Producción de petrolíferos (Mbd) ²	965	964	798	-17.2
Producción de gas seco (MMpcd)	3,095	3,024	3,047	0.8
Producción de líquidos del gas (Mbd) ³	393	339	305	-10
Producción neta de petroquímicos (Mt) ⁴	4,377	2,818	2,678	-5
Balance primario (MMM\$)	-80	-80	-15	81.3
Balance financiero (MMM\$)	-149	-149	-102	31.5
Techo de gasto de servicios personales (MMM\$)	91	91	79	-13
Endeudamiento neto (MMM\$)	241	241	220	-8.7
Plan de Negocios 2016-2020 y POFAT				
Incorporación de reservas 3P (MMbpce) ⁵	1,350	666	684 ⁵	2.7
Costo de descubrimiento (US\$/bpce)	<2.0	<2.0	2.5	25
Éxito comercial (%)	>25	>25	29	4
Producción de crudo (Mbd)	2,247	2,130	2,154	1.1
Costos de producción (US\$/bpce)	18.62 ⁶	18.62 ⁶	7.78	-58.2
Rendimiento del crudo de gasolina y destilados intermedios (%)	67.1	64.4	61	-3.4
Índice de intensidad energética en refinerías	147	147	154	4.8
Índice de paros no programados (IPNP) en refinerías (%)	3.5	3.5	8.3	4.8
Índice de paros no programados (IPNP) CPG ⁷ (%)	1.5	1.5	3.1	1.6
Nivel de utilización de CPG (%)	69	69	58.3	-10.7
Programa anual de austeridad en el gasto				
Ahorros en servicios personales y en gasto corriente (MMM\$)	12	12	13.3	11.2

1. Incluye nitrógeno.

2. Incluye destilados y combustóleo.

3. Incluye etano, naftas y gas LP.

4. Incluye productos solo de complejos petroquímicos.

5. Reservas certificadas por un tercero independiente, aún está pendiente el dictamen oficial de la CNH.

6. Referencia promedio de la industria.

7. Centros procesadores de gas.

Información general

9.1 Dictamen del auditor externo a los estados financieros

PETRÓLEOS MEXICANOS,
EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y
COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE
DICIEMBRE DE 2016, 2015 Y 2014 E INFORME
DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de
2016, 2015 y 2014 e informe de los auditores independientes

Índice

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de los auditores independientes	1 a 6
Estados financieros consolidados:	
De situación financiera	7 y 8
Del resultado integral	9
De variaciones en el patrimonio (déficit), neto	10
De flujos de efectivo	11
Notas a los estados financieros consolidados	12 a 140



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

Castillo Miranda y Compañía, S.C.
Pasaje 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

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias ("PEMEX"), que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 las notas explicativas a los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos 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 2016 y 2015, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados correspondientes a los años terminados en esas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestras auditorías de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría ("NIA"). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de este informe. Somos independientes de PEMEX de conformidad con el Código de Ética Profesional del Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C. y hemos cumplido con las demás responsabilidades de ética de conformidad con dicho código. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Continuidad del negocio en marcha

Los estados financieros consolidados que se acompañan han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha. Como se describe en la Nota 2-b a los estados financieros consolidados, PEMEX ha experimentado pérdidas recurrentes derivadas de sus operaciones; asimismo sigue presentando una posición negativa de capital de trabajo y un déficit en el patrimonio. Estos hechos o condiciones, junto con otras cuestiones expuestas en dicha Nota indican la existencia de cierta incertidumbre importante que pudiera generar dudas significativas sobre la capacidad de PEMEX para continuar funcionando normalmente. Adicionalmente, en la nota mencionada se describe el plan de negocios de PEMEX y otras acciones 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 y consecuentemente nuestra opinión no ha sido modificada en relación con esta cuestión.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido las más significativas en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del período actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre estas cuestiones. Además de la cuestión descrita en la sección "Continuidad del negocio en marcha", hemos determinado que las cuestiones que se describen a continuación son las cuestiones clave de la auditoría que se deben comunicar en nuestro informe.

Deterioro en el valor de los pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

En 2016 la recuperación paulatina de los precios de los hidrocarburos, así como de otros factores, originaron que PEMEX reconociera una reversión neta sobre el deterioro registrado en el año 2015 por un monto neto de \$ 331,314,343 miles de pesos.

Debido a que el proceso para la preparación de los cálculos del deterioro es complejo y requiere de juicios y supuestos que se encuentran afectados por condiciones de mercado futuras, las pruebas de deterioro anuales fueron clave para nuestra auditoría, principalmente en las unidades de negocios de exploración y producción y de refinados que se revelan en la Nota 12 a los estados financieros consolidados. Esta situación requirió de una mayor participación del equipo de auditoría y de la utilización del trabajo de nuestros expertos para la revisión del cálculo de deterioro, incluyendo hipótesis y metodología utilizadas por PEMEX.

Nuestros procedimientos requirieron de la utilización del trabajo de un experto en valuaciones a efectos de apoyar en la verificación de las hipótesis y metodología utilizada por PEMEX, para validar la razonabilidad de los cálculos de deterioro de activos y abordar el riesgo en la efectividad de los controles clave, llevando a cabo, entre otros, los siguientes procedimientos de auditoría:

1. Evaluamos la metodología utilizada por la administración de PEMEX para determinar el valor de los activos, a efecto de comprobar el cumplimiento de la norma contable y su aplicación.
2. Revisamos las estimaciones de flujos de efectivo futuros y evaluamos las hipótesis utilizadas, incluyendo: tasa de descuento, tipo de cambio, estimaciones de precios, pronósticos de producción y presupuestos de costos asociados y gastos operativos.
3. Efectuamos un análisis de sensibilidad sobre los modelos de flujos de efectivo y precios estimados por PEMEX. Asimismo, efectuamos un análisis de tendencias de la producción y gastos incluidos en la determinación de los flujos de efectivo.
4. Validamos la totalidad de la reversión y deterioro, verificando la información de las bases de datos utilizadas en el modelo utilizado para obtener los flujos de efectivo, reversión y deterioro; así como el adecuado registro contable.
5. Verificamos la adecuada revelación del deterioro por parte de PEMEX, tal y como se especifica en la Nota 12 a los estados financieros consolidados de conformidad con las NIIF (Norma Internacional de Contabilidad 36)

Estimación de las reservas de hidrocarburos

La estimación de las reservas de hidrocarburos es un área de riesgo significativo para la conducción de nuestra auditoría y de un alto grado de juicio profesional debido a las incertidumbres técnicas que por su naturaleza tiene en la determinación de las mismas. En adición a lo anterior, esta área es considerada clave en la auditoría, ya que las reservas de hidrocarburos son un indicador del potencial desarrollo de PEMEX en el futuro y tienen un impacto directo en la determinación del agotamiento de pozos y el deterioro de los pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Nuestros procedimientos de auditoría para revisar la razonabilidad de los cálculos de la estimación de las reservas de hidrocarburos determinadas por PEMEX y certificadas por expertos independientes incluyeron, entre otros, los siguientes:

1. Verificamos el proceso para la determinación de la estimación de reservas de hidrocarburos llevada a cabo por técnicos expertos internos de PEMEX, quienes son los responsables de la estimación de reservas y recursos.
2. Evaluamos la competencia y objetividad de dichos expertos, así como de los expertos independientes que certifican las reservas de hidrocarburos, para asegurarnos de que estaban debidamente calificados para llevar a cabo la estimación o certificación de las reservas según correspondiera.
3. Obtuvimos confirmación de los certificadores independientes con relación a su independencia, experiencia, capacidad técnica y sus acreditaciones.
4. Verificamos la información proporcionada por PEMEX a los expertos independientes que sirvió de base para la certificación de las reservas de hidrocarburos determinados por los técnicos expertos internos de PEMEX.
5. Revisamos los movimientos en los volúmenes de las reservas de hidrocarburos, considerando las reservas certificadas al inicio del ejercicio, la producción del año y la incorporación de nuevas reservas.
6. Verificamos que las reservas de hidrocarburos se incluyeron adecuadamente en la determinación de los cálculos de deterioro y agotamiento de pozos.

La información relativa a las reservas de hidrocarburos que se revela en la Nota 29 "Nota complementaria de actividades de extracción de crudo y gas" no fue auditada.

Beneficios a los empleados

Este rubro es considerado clave en la auditoría ya que por la complejidad en la determinación de esta provisión, PEMEX utilizó los servicios de un experto externo en valuaciones actuariales y adicionalmente representa el 34% del total de los pasivos del estado consolidado de situación financiera. Este rubro requirió de la utilización del trabajo de expertos independientes en valuaciones actuariales, quienes participaron revisando las valuaciones e hipótesis utilizadas en el cálculo actuarial para la determinación de dicha provisión. Al 31 de diciembre de 2016 el saldo de la provisión para los beneficios a los empleados asciende a \$ 1,220,409,436 miles de pesos.

Nuestros procedimientos requirieron de la utilización del trabajo de un experto en valuaciones actuariales a efectos de apoyarnos en la revisión de las hipótesis y metodología utilizada por PEMEX, para validar la razonabilidad de los cálculos actuariales y de la provisión para los beneficios a los empleados, llevando a cabo, entre otros, los siguientes procedimientos de auditoría:

1. Revisamos la existencia, aplicación y cumplimiento de las políticas y procedimientos en el proceso de la determinación del cálculo actuarial por beneficios a los empleados.
2. Revisamos la consistencia sobre las bases de datos de empleados con respecto al ejercicio anterior (fechas de ingreso, antigüedades, altas, bajas, personal activo, entre otros), que fueron proporcionados al experto externo de Pemex para su valuación actuarial y verificamos la metodología usada.
3. Revisamos las características descriptivas de los Planes de beneficios a los empleados.
4. Revisamos las hipótesis actuariales desglosadas (por edad), así como, metodología aplicada para la determinación de dichas hipótesis actuariales (demográficas, económicas y financieras).
5. Revisamos la razonabilidad de la tasa de descuento utilizada en los cálculos actuariales.

6. Revisamos la razonabilidad de los elementos integrantes del costo neto del periodo y pasivo neto proyectado.

7. Llevamos a cabo un análisis de sensibilidad del modelo utilizado por PEMEX.

8. Evaluamos la competencia y objetividad de los actuarios independientes para asegurarnos de que estaban debidamente calificados para llevar a cabo la valuación actuarial.

9. Obtuvimos confirmación de los actuarios independientes con relación a su independencia, experiencia, capacidad técnica y sus acreditaciones.

10. Verificamos la adecuada revelación por parte de PEMEX de la provisión para los beneficios a empleados, tal y como se especifica en la Nota 17 a los estados financieros consolidados de conformidad con las NIIF (Norma Internacional de Contabilidad 19).

Aportación de capital

Como se menciona en las Notas 14 y 21 a los estados financieros consolidados, como parte de las obligaciones de pago, en relación con las pensiones y planes de jubilación de PEMEX, el 15 de agosto de 2016, el Gobierno Federal realizó aportaciones a PEMEX mediante activos financieros no negociables, con vencimientos entre los años de 2017 y 2042 por un total de \$ 135,439,612 milés de pesos a su valor de descuento, cuyo valor al 31 de diciembre de 2016 asciende a \$ 142,124,620 milés de pesos.

Este rubro es considerado clave en la auditoría debido a la importancia que tuvo esta aportación en el patrimonio de PEMEX y a la complejidad de la valuación de los instrumentos financieros que requirió la utilización del trabajo de un experto de PEMEX.

Nuestros procedimientos requirieron, la utilización del trabajo de un experto en valuación de instrumentos financieros a efectos de apoyar en la revisión de la adecuada valuación y clasificación de estos activos financieros y abordar el riesgo en la efectividad de los controles clave, llevando a cabo, entre otros, los siguientes procedimientos de auditoría:

1. Revisamos los movimientos del año del estado de variaciones en el patrimonio.

2. Revisamos la existencia, aplicación y cumplimiento de las políticas y procedimientos en el proceso de revisión de movimientos al patrimonio de PEMEX.

3. Obtuvimos la confirmación del Secretario del Consejo de Administración de PEMEX, así como, los extractos de la sesiones del Consejo de Administración.

4. Recalcuamos la valuación de los pagarés obtenidos por parte del Gobierno Federal a la fecha en que se llevó a cabo la transacción. Asimismo, llevamos a cabo la revisión documental de dichos pagarés para la validación del recalcuado de la valuación.

5. Revisamos la adecuada revelación por parte de PEMEX de las aportaciones de capital, tal y como se especifica en las Notas 14 y 21 a los estados financieros consolidados de conformidad con las NIIF.

Otra información "Información distinta de los estados financieros y del correspondiente informe de auditoría"

La administración es responsable de la otra información, la cual comprende la información incluida en el informe anual a la Bolsa Mexicana de Valores (BMV), pero no incluye los estados financieros consolidados y nuestro informe de auditoría correspondiente.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y no expresamos ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre ésta.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados de PEMEX, nuestra responsabilidad es leer y considerar la otra información, y al hacerlo, considerar si existe una incongruencia material entre la otra información y los estados financieros consolidados o el conocimiento obtenido por nosotros en la auditoría, o si parece que existe una incorrección material en la otra información por algún otro motivo. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existe una incorrección material en esta otra información, estamos obligados a informar de ello a los responsables del gobierno de la entidad. No tenemos nada para informar a este respecto.

Responsabilidades de la administración y de los responsables del gobierno de la entidad en relación con los estados financieros consolidados.

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados, de conformidad con las NIIF 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.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la administración es responsable de la evaluación de la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha, revelando, en su caso, las cuestiones relativas al negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha, excepto si la administración tiene la intención de liquidar a PEMEX o de cesar operaciones, o bien no exista otra alternativa más realista.

Los responsables del gobierno de la entidad son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de PEMEX.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de desviación material debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto nivel de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una desviación material cuando existe. Las desviaciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para sustentar nuestra opinión. El riesgo de no detectar una desviación material debido a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar 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 PEMEX.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la administración de PEMEX.

- Concluimos acerca de lo adecuado por parte de la administración de utilizar la base contable de negocio en marcha; con la evidencia de auditoría obtenida, también concluimos respecto de la posible existencia de una incertidumbre importante relacionada con hechos o condiciones que pudieran generar dudas significativas sobre la capacidad de PEMEX para continuar funcionando normalmente. En caso de que se concluyera que existe una incertidumbre importante, se requeriría que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la información correspondiente revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, se expresaría una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de informe de auditoría; sin embargo, hechos o condiciones futuras pudieran ser causa de que PEMEX deje de ser un negocio en marcha.
- Evaluamos en su conjunto, la presentación, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

Comunicamos a los responsables del gobierno de la entidad, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno de la entidad, una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado a ellos acerca de todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación con los responsables del gobierno de la entidad, determinamos las que han sido más significativas en la auditoría de los estados financieros del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría. Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohiban revelar públicamente la cuestión o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que una cuestión no se debería comunicar en nuestro informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público.

CASTILLO MIRANDA Y COMPAÑÍA, S. C.



C.P.C. Bernardo Soto Peñañiel

Ciudad de México, a
25 de abril de 2017.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2016	2015
Activo			
Circulante			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	\$ 163,532,513	\$ 109,368,880
Cuentas por cobrar, neto	7	133,220,527	79,245,821
Inventarios, neto	8	45,892,060	43,770,928
Activos no financieros mantenidos para la venta	9	7,460,674	33,213,762
Activos financieros disponibles para la venta	10	435,556	-
Instrumentos financieros derivados	16	4,857,470	1,601,106
Total del activo circulante		355,398,800	267,200,497
No circulante			
Activos financieros disponibles para la venta	10	6,027,540	3,944,696
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y otras	11	23,154,632	24,165,599
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	12	1,667,742,248	1,344,483,631
Documentos por cobrar a largo plazo	14	148,607,602	50,000,000
Impuestos diferidos	20	100,324,689	54,900,384
Efectivo restringido	6	10,478,626	9,246,772
Activos intangibles	13	8,639,242	14,304,961
Otros activos	14	9,512,645	7,407,660
Total del activo no circulante		1,974,487,224	1,508,453,703
Total del activo		\$ 2,329,886,024	\$ 1,775,654,200

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera (continuación)
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2016	2015
Pasivo			
Circulante			
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	15	\$ 176,166,188	\$ 192,508,668
Proveedores		151,649,540	167,314,243
Impuestos y derechos por pagar	20	48,839,595	43,046,716
Cuentas y gastos acumulados por pagar		18,666,607	13,237,407
Instrumentos financieros derivados	16	<u>30,867,956</u>	<u>27,300,687</u>
Total del pasivo circulante		<u>426,189,886</u>	<u>443,407,721</u>
No circulante			
Deuda a largo plazo	15	1,807,004,542	1,300,873,167
Beneficios a los empleados	17	1,220,409,436	1,279,385,441
Provisión para créditos diversos	18	88,317,878	73,191,796
Otros pasivos		16,837,893	8,288,139
Impuestos diferidos	20	<u>4,134,536</u>	<u>2,183,834</u>
Total del pasivo no circulante		<u>3,136,704,285</u>	<u>2,663,922,377</u>
Total del pasivo		<u>3,562,894,171</u>	<u>3,107,330,098</u>
Patrimonio (déficit), neto			
21			
Participación controladora:			
Certificados de Aportación "A"		356,544,447	194,604,835
Aportaciones del Gobierno Federal		43,730,591	43,730,591
Reserva legal		1,002,130	1,002,130
Resultados acumulados integrales		(163,399,441)	(306,022,973)
Déficit acumulado:			
De ejercicios anteriores		(1,280,216,973)	(552,808,762)
Pérdida neta del año		<u>(191,645,606)</u>	<u>(712,434,997)</u>
Total participación controladora		<u>(1,233,984,852)</u>	<u>(1,331,929,176)</u>
Total participación no controladora		<u>976,705</u>	<u>253,278</u>
Total del patrimonio (déficit), neto		<u>(1,233,008,147)</u>	<u>(1,331,675,898)</u>
Total del pasivo y patrimonio (déficit), neto		<u>\$ 2,329,886,024</u>	<u>\$ 1,775,654,200</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

Estados consolidados del resultado integral
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Notas	2016	2015	2014
Ventas netas:				
En el país	5	\$ 670,000,473	\$ 746,235,912	\$ 944,997,979
De exportación	5	395,118,117	407,214,445	630,291,313
Ingresos por servicios	5	14,427,081	12,912,112	11,438,582
Total de ventas		1,079,545,671	1,166,362,469	1,586,727,874
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	12-d	(331,314,343)	477,944,690	22,645,696
Beneficio por modificación en plan de pensiones	17	-	(92,177,089)	-
Costo de lo vendido		867,580,634	895,068,904	842,634,784
Rendimiento (pérdida) bruto		543,279,380	(114,474,036)	721,447,394
Otros ingresos (gastos), neto	22	18,955,580	(2,373,266)	37,552,397
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta		25,231,240	28,928,639	32,182,666
Gastos de administración		112,653,533	112,472,095	111,337,114
Beneficio por modificación en plan de pensiones	17	-	(103,860,955)	-
Rendimiento (pérdida) de operación		424,350,187	(154,387,081)	615,480,011
Ingreso financiero ¹		13,749,255	14,990,859	3,014,187
Costo financiero ²		(98,844,464)	(67,773,593)	(51,559,060)
Costo por derivados financieros, neto	16	(14,000,987)	(21,449,877)	(9,438,570)
Pérdida en cambios, neto	16	(254,012,743)	(154,765,574)	(76,999,161)
		(353,108,939)	(228,998,185)	(134,982,604)
Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	11	2,135,845	2,318,115	34,368
Rendimiento (pérdida) antes de derechos, impuestos y otros		73,377,093	(381,067,151)	480,531,775
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	20	304,813,375	377,087,514	760,912,095
Impuestos netos a la utilidad	20	(40,291,940)	(45,587,267)	(14,837,331)
Total de derechos, impuestos y otros		264,521,435	331,500,247	746,074,764
Pérdida neta		(191,144,342)	(712,567,398)	(265,542,989)
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	10	207,817	(3,206,316)	(765,412)
Efecto por conversión	19	21,386,903	13,262,101	11,379,657
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	17	106,277,761	78,556,569	(275,962,370)
Total de otros resultados integrales		127,872,481	88,612,354	(265,348,125)
Resultado integral total		\$ (63,271,861)	\$ (623,955,044)	\$ (530,891,114)
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora		\$ (191,645,606)	\$ (712,434,997)	\$ (265,203,213)
Participación no controladora		501,264	(132,401)	(339,776)
Pérdida neta		\$ (191,144,342)	\$ (712,567,398)	\$ (265,542,989)
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora		\$ 127,650,318	\$ 88,571,493	\$ (265,528,837)
Participación no controladora		222,163	40,861	180,712
Total de otros resultados integrales		\$ 127,872,481	\$ 88,612,354	\$ (265,348,125)
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora		\$ (63,995,288)	\$ (623,863,504)	\$ (530,732,050)
Participación no controladora		723,427	(91,540)	(159,064)
Pérdida integral total		\$ (63,271,861)	\$ (623,955,044)	\$ (530,891,114)

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 2016, 2015 y 2014.

² Incluye, principalmente, intereses de la deuda.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de variaciones en el patrimonio (déficit), neto
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015

(Cifras expresadas en miles de pesos)
(Ver Nota 21)

	Participación controladora					Déficit acumulado		Total patrimonio (déficit), neto		
	Certificados de participación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal	Reserva legal	Activos financieros disponibles para la venta	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficiarios a empleados	Del ejercicio		De ejercicios anteriores	
Saldo al 31 de diciembre de 2014	\$ 134,604,835	\$ 43,730,591	\$ 1,007,130	\$ 7,565,631	\$ 16,320,433	\$ (408,349,768)	\$ 1265,203,213	\$ (287,605,547)	\$ 344,818	\$ (767,770,854)
Traspaso a déficit acumulado Incremento a los Certificados de Aportación "A"	60,000,000	-	-	-	-	-	265,703,213	(265,203,213)	-	60,000,000
Resultado Integral total	-	-	-	(3,206,316)	13,222,927	78,547,882	(712,434,997)	-	(91,540)	60,000,000
Saldo al 31 de diciembre de 2015	194,604,835	43,730,591	1,007,130	(5,771,947)	29,550,360	(329,801,386)	(712,434,997)	(557,808,762)	253,278	(623,955,044)
Traspaso a déficit acumulado Incremento a los Certificados de Aportación "A"	161,939,612	-	-	-	-	-	712,434,997	(712,434,997)	-	161,939,612
Reclasificación de otros resultados Integrales	-	-	-	207,817	21,169,662	14,973,214	(191,645,606)	(14,973,214)	-	-
Resultado Integral total	-	-	-	207,817	21,169,662	106,272,839	(191,645,606)	(14,973,214)	723,427	(63,271,861)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ 356,544,447	\$ 43,730,591	\$ 1,007,130	\$ (5,564,130)	\$ 50,720,022	\$ (208,555,333)	\$ (191,645,606)	\$ (1,280,216,973)	\$ 976,705	\$ (1,233,008,147)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de flujos de efectivo
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2016	2015	2014
Actividades de operación			
Pérdida neta	\$ (191,144,342)	\$ (712,567,398)	\$ (265,542,989)
Depreciación y amortización	150,439,491	167,951,250	143,074,787
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(331,314,343)	477,944,690	22,645,696
Pozos no exitosos	29,106,084	23,213,519	12,148,028
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	3,771,287	24,638,537	6,370,937
Deterioro del crédito mercantil	4,007,018	-	-
Pérdida por venta de activos fijos	27,882,480	-	-
Efectos de compañías asociadas	(2,135,845)	(2,318,115)	(34,368)
Utilidad por venta de inversiones en acciones	(15,211,039)	(680,630)	-
Dividendos	(293,397)	(359,941)	(736,302)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	11,968,966	(608,160)	9,169,327
Monetización de activos financieros disponibles para su venta	-	-	215,119
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	(1,610,183)	(2,299,657)	312,296
Pérdida en cambios	243,182,764	152,676,256	78,884,717
Intereses a cargo	98,844,464	67,773,593	50,909,624
	<u>27,493,405</u>	<u>195,363,944</u>	<u>57,416,672</u>
Instrumentos financieros derivados	310,905	9,802,397	16,354,342
Cuentas por cobrar a clientes	(55,104,439)	33,003,083	9,261,025
Inventarios	(1,358,879)	6,167,728	6,975,844
Cuentas por cobrar a largo plazo	(3,277,724)	-	-
Activos intangibles	(19,745,821)	-	-
Otros activos	(2,104,985)	(16,602,365)	(18,984,877)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	3,097,660	1,002,403	(1,959,714)
Impuestos pagados	5,792,879	626,626	1,130,595
Proveedores	(15,664,703)	51,135,948	9,433,102
Provisión para créditos diversos	15,585,374	(9,126,733)	356,582
Beneficios a empleados	47,293,069	(116,022,232)	78,970,008
Impuestos diferidos	(43,802,181)	(53,014,159)	(24,597,648)
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de operación	<u>(41,485,440)</u>	<u>102,336,640</u>	<u>134,356,131</u>
Actividades de inversión			
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(151,408,480)	(253,514,001)	(230,678,870)
Gastos de exploración	(2,022,826)	(5,698,511)	(1,593,706)
Dividendos recibidos	-	-	336,095
Recursos provenientes de la venta de inversiones en acciones de compañías asociadas	22,684,736	4,417,138	-
Recursos provenientes de la venta de activos fijos	560,665	-	-
Inversión en acciones	-	(36,214)	(3,466,447)
Adquisición de negocios	(4,329,769)	-	-
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	12,735,337
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	<u>(134,515,674)</u>	<u>(254,831,588)</u>	<u>(222,667,591)</u>
Actividades de financiamiento			
Incremento al patrimonio en Certificados de Aportación "A"	73,500,000	10,000,000	22,000,000
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	-	-	(73,583,100)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	841,991,767	378,971,078	423,399,475
Pagos de principal de préstamos	(613,377,146)	(191,318,841)	(207,455,492)
Intereses pagados	(88,754,141)	(62,737,150)	(47,248,478)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	<u>213,360,480</u>	<u>134,915,087</u>	<u>117,112,405</u>
Incremento(decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	37,359,366	(17,579,861)	28,800,945
Efectos por cambios en el valor del efectivo	16,804,267	8,960,213	8,441,864
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año	<u>109,368,880</u>	<u>117,988,528</u>	<u>80,745,719</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año (Nota 6)	<u>\$ 163,532,513</u>	<u>\$ 109,368,880</u>	<u>\$ 117,988,528</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014
(Cifras expresadas en miles de pesos)

1. Historia, naturaleza, marco regulatorio y actividades de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

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.

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, con excepción de algunas disposiciones. El 2 de diciembre de 2014, la Secretaría de Energía publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el acuerdo por el que se emitió la declaratoria con la cual, entró en vigor el régimen especial de Petróleos Mexicanos 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, Petróleos Mexicanos se transformó de un organismo público descentralizado a una empresa productiva del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto llevar a cabo la exploración y extracción de petróleo crudo 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.

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, eran Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica las 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.

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión celebrada el 18 de noviembre de 2014, aprobó la Reorganización Corporativa, presentada como propuesta por el Director General de Petróleos Mexicanos.

De conformidad con la Reorganización Corporativa (la "Reorganización Corporativa"), las cuatro Entidades Subsidiarias existentes se transformaron en dos empresas productivas subsidiarias, y asumieron los derechos y obligaciones de dichas Entidades Subsidiarias existentes. Pemex-Exploración y Producción se transformó en la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción, y Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica 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. Estas cinco empresas productivas subsidiarias podrán transformarse en empresas filiales, siempre y cuando se cumpla con las condiciones previstas en la Ley de Petróleos Mexicanos.

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó los acuerdos de creación de cada una de Entidades Subsidiarias. Las principales actividades que llevan a cabo las Entidades Subsidiarias son:

- Pemex Exploración y Producción: La exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos 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 Petróleos Mexicanos, Entidades 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 Petróleos Mexicanos, Entidades Subsidiarias, empresas filiales 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.

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.

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 12 de mayo de 2016, se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la Adecuación al Acuerdo de Creación de Pemex Exploración y Producción, misma que entró en vigor en la fecha de su publicación.

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.

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 2016 y 2015 y por los años terminados al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, 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 20 de abril de 2017, fueron autorizados para su emisión estos estados financieros consolidados y sus notas, por los siguientes funcionarios: Dr. José Antonio González Anaya, Director General, Mtro. Juan Pablo Newman Aguilar, Director Corporativo de Finanzas, Mtro. Manuel Salvador Cruz Flores, Subdirector de Contabilidad y Fiscal y el C. Francisco J. Torres Suárez, Gerente de Contabilidad Central.

Estos estados financieros consolidados y sus notas al 31 de diciembre de 2016, se presentarán, para su aprobación, en la siguiente sesión del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, 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 13 fracción VI de la Ley de Petróleos Mexicanos, el artículo 104 fracción III inciso a) de la Ley del Mercado de Valores y los artículos 33 fracción I inciso a) numeral 3 y 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, valor presente o valor de uso. Los principales rubros medidos a valor razonable son los instrumentos financieros derivados ("IFD"); los medidos a costo amortizado son principalmente los préstamos, el principal rubro medido a valor presente es la provisión para beneficios a empleados por obligaciones laborales y algunos de los componentes de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo son medidos a valor de uso.

Negocio en marcha

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 2016 y 2015, PEMEX reconoció pérdidas netas por \$ 191,144,342 y \$ 712,567,398, respectivamente, originadas principalmente por la caída en los precios del crudo, que inició en agosto de 2014, por la elevada carga tributaria aplicable a la industria, así como la depreciación del peso contra el dólar. Adicionalmente al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se tiene un patrimonio negativo de \$ 1,233,008,147, y \$ 1,331,675,898, respectivamente; un capital de trabajo negativo de \$ 70,791,086 y \$ 176,207,224 al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente y el flujo neto de efectivo utilizado en actividades de operación por \$ 41,485,440, por el año terminado el 31 de diciembre de 2016.

PEMEX considera que los flujos de efectivo de sus actividades de operación en 2017 y de financiamiento incluyendo el uso de líneas de crédito con ciertos bancos, serán suficientes para satisfacer las necesidades de capital de trabajo, pago de deuda, los requerimientos de inversión capitalizable y mejorar su fortaleza y flexibilidad financiera en los siguientes doce meses, desde la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

PEMEX está redefiniendo e implementando, entre otras, las siguientes acciones y estrategias, con la finalidad de asegurar el cumplimiento con sus obligaciones y operar competitiva y eficientemente. Algunas de estas acciones y estrategias iniciaron en 2016 y continuarán en 2017, y algunas de ellas son resultado de aprovechar las ventajas de la Reforma Energética, de conformidad con lo siguiente:

- Plan de negocios 2017-2021: el 3 de noviembre de 2016 PEMEX anunció su plan de negocios 2017-2021 a través del cual pretende mejorar los flujos de efectivo, reducir el endeudamiento neto, fortalecer el balance financiero, reducir las pérdidas en el sistema nacional de refinación y continuar con la disciplina administrativa y el establecimiento de alianzas adicionales, incluyendo un programa intensivo de farm-outs.
- Dicho plan de negocios se formuló con premisas realistas y conservadoras, sin incluir ingresos adicionales derivados de disposiciones de activos.
- Acciones para 2017: PEMEX establece una serie de objetivos que espera lograr con respecto a sus Entidades Subsidiarias, como se explica a continuación:
- Pemex Exploración y Producción se enfocará en los proyectos más rentables, así como en el desarrollo de farm-outs y otras asociaciones destinadas a incrementar la producción de hidrocarburos. Para 2017 Pemex Exploración y Producción planea desarrollar farm-outs y otras asociaciones (incluyendo las asociaciones con Chevron e Inpex Corporation, para el bloque 3 de la ronda 1,4 en el Norte de Cinturón Plegado Perdido y la migración, mediante la alianza estratégica con la australiana BHP-Billiton, del bloque Trión).

- Pemex Transformación Industrial se encuentra en la búsqueda de asociaciones con terceros para el suministro de servicios auxiliares y la reconfiguración de algunas refinerías. Para 2017, Pemex Transformación Industrial planea concertar proyectos, como el contrato de servicios auxiliares con Air Liquide México, S. de R. L. de C. V. para el suministro de hidrógeno en la Refinería Miguel Hidalgo, en Tula, Hidalgo.
- Pemex Logística, está siendo transformada de una empresa diseñada para asegurar que Petróleos Mexicanos y sus subsidiarias sean debidamente suministradas, a ser una empresa que ofrezca servicios rentables y competitivos a múltiples clientes. Para 2017 Pemex Logística se encuentra trabajando en la temporada abierta para operar servicios de transportación y almacenamiento.
- El plan de negocios de PEMEX también describe el objetivo de aumentar la rentabilidad de Pemex Fertilizantes, Pemex Etileno, Pemex Cogeneración y Servicios y Pemex Perforación y Servicios. Su meta es aumentar su rentabilidad, mediante el establecimiento de contratos de servicios y alianzas para la modernización de sus instalaciones.
- Plan de Ajuste Presupuestal 2016: para 2017, PEMEX continuará desarrollando las acciones descritas en su "Plan de Ajuste Presupuestal 2016", tal y como fue considerado en su Plan de negocios 2017-2021, debido a que este plan ha contribuido a incrementar su eficiencia, con la finalidad de ser más competitivo en el sector de hidrocarburos en México, enfocar las inversiones hacia los proyectos más rentables, estableciendo alianzas con el sector privado para el desarrollo de proyectos estratégicos, promoviendo el desarrollo en sectores donde la inversión privada puede proporcionar crecimiento económico en México; y la identificación de oportunidades para acuerdos conjuntos, que pueden generar ingresos adicionales, así como ahorros en costos de inversión.
- Reforma al plan de pensiones: a partir del 1 de enero de 2016, las nuevas contrataciones de empleados se realizan bajo un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida, en el cual tanto PEMEX como los empleados contribuyen a la cuenta individual de ahorro para el retiro del empleado en lugar de un plan de pensiones de beneficio definido donde sólo PEMEX contribuye. Asimismo, se están llevando a cabo acciones para que las contrataciones anteriores a esa fecha, puedan optar por migrar del plan de beneficio definido al de contribución definida; lo cual permitirá a PEMEX disminuir su costo por beneficios a empleados y frenar el crecimiento de sus pasivos por el mismo concepto.
- Venta de activos: PEMEX continuará evaluando la enajenación de activos no estratégicos, a fin de obtener capital de trabajo, tal y como ocurrió con la desinversión de su participación de 50% en la inversión conjunta en Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. (ver Nota 11).
- Disminución de financiamiento: PEMEX disminuirá su endeudamiento neto en 2017 de \$ 240,400,000 aprobado en 2016 a uno de \$ 150,000,000 en 2017. Adicionalmente, PEMEX evaluará oportunidades de manejo de pasivos de acuerdo a las condiciones del mercado, como la transacción realizada el 3 de octubre de 2016, donde efectuó una operación de manejo de pasivos, que permitió intercambiar bonos próximos a vencimiento por bonos con vencimiento a largo plazo mejorando las condiciones.
- Presupuesto 2017: el 8 de julio de 2016, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la propuesta de presupuesto de Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias para 2017, el cual posteriormente fue aprobado por la Cámara de Diputados el 10 de noviembre de 2016. El presupuesto consolidado anual de Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias para 2017 es aproximadamente de \$ 391,946,173 en comparación con \$ 378,282,000 del presupuesto consolidado anual ajustado en 2016.

- Los cambios estructurales, provenientes de la Reforma Energética, y las acciones que ha tomado la administración de PEMEX, están encaminadas a asegurar su continuidad operativa, la reducción de costos, generando mayores ingresos y operando de una manera más eficiente.

Adicionalmente, PEMEX prevé un escenario más estable en el mercado de los hidrocarburos. Un síntoma claro de tal estabilidad es el efecto de reversión del deterioro experimentado en 2016, el cual provocó una mejora en la situación financiera de PEMEX por la cantidad de \$ 331,314,343, comparada contra la cifra de deterioro registrada en el año 2015 por la cantidad de \$ 477,944,690.

Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias no están sujetas a la Ley de Concursos Mercantiles y ninguno de los contratos de financiamiento existentes, incluye alguna cláusula que pudiera dar lugar a la exigibilidad del pago inmediato de la deuda respectiva por tener un patrimonio neto negativo.

PEMEX preparó sus estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 bajo la hipótesis de negocio en marcha. Existen condiciones que pudieran generar cierta incertidumbre importante y dudas significativas para continuar operando normalmente, tales como pérdidas netas recurrentes, capital de trabajo y patrimonios negativos y, flujos de efectivo de actividades de operación negativos en 2016. PEMEX ha revelado estas condiciones en los estados financieros y sus notas, así como las circunstancias que las han causado y las acciones firmes que está tomando para enfrentarlas, mejorar sus resultados y reforzar la viabilidad de continuar operando, logrando maximización y eficiencias, en un entorno económico que está mostrando recuperación y cierta estabilidad. Estos estados financieros no contienen los ajustes requeridos en caso de no haber sido preparados sobre la base de negocio en marcha.

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. Petróleos Mexicanos y las Entidades 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.
- iii. La provisión por beneficios a los empleados representa aproximadamente el 34% y 41% de los pasivos totales de PEMEX al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. 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.

El regulador en materia monetaria del país, Banco de México, establece que las entidades 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 México.

Conversión de estados financieros consolidados 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 período 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 período 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 tipos de cambio, 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 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.

Las estimaciones y los supuestos relevantes son revisados periódicamente, y los efectos relativos, si los hubiere, son reconocidos en el mismo período y en los períodos futuros afectados.

La información relativa a la aplicación de estimaciones, suposiciones y 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-e Instrumentos financieros
- Nota 3-h Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo; método de esfuerzos exitosos
- Nota 3-j Deterioro en el valor de los activos no financieros
- Nota 3-l Provisiones
- Nota 3-m Beneficios a empleados
- Nota 3-n Impuestos y derechos sobre la utilidad
- 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, los de las Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias. Los saldos de las empresas que consolidan, los ingresos y gastos, así como las utilidades y pérdidas no realizadas resultantes de las operaciones entre ellas, han sido eliminados en la preparación de los estados financieros consolidados de conformidad con 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 estados financieros de las Entidades 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 Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias se preparan por el mismo período de información que el de la entidad controladora, aplicando políticas contables uniformes.

La información de las Entidades Subsidiarias y 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 otra entidad.

Los acuerdos conjuntos son aquellos acuerdos mediante los cuales dos o más partes mantienen el control conjunto de un acuerdo, estos 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 derechos 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 de cada una de las partes 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 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 los resultados integrales 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. Combinación de negocios y plusvalía

La combinación de negocios se contabiliza utilizando el método de adquisición. El costo de una adquisición se determina por la suma de las contraprestaciones transferidas, medidas a su valor razonable a la fecha de adquisición, así como cualquier importe de la participación no controladora en la adquirida.

Cuando PEMEX adquiere un negocio, evalúa los activos y pasivos adquiridos y los pasivos asumidos para su apropiada clasificación y designación, de conformidad con las condiciones contractuales, las circunstancias económicas y otras condiciones pertinentes a la fecha de adquisición. Esto incluye la separación de los derivados implícitos en los contratos anfitriones de la entidad adquirida. Las reservas y recursos de petróleo adquiridos que pueden medirse con fiabilidad se reconocen por separado en la evaluación de los valores razonables en la adquisición. Otras reservas, recursos y derechos potenciales, para los cuales los valores razonables no pueden ser medidos de manera fiable, no se reconocen por separado, sino que se incluyen en la plusvalía.

En una combinación de negocios realizada por etapas, la adquirente medirá nuevamente su participación previamente mantenida en el patrimonio de la adquirida por su valor razonable en la fecha de adquisición y reconocerá la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, en el resultado del periodo o en otro resultado integral, según proceda.

Cualquier contraprestación contingente que deba ser reconocida por el adquirente se medirá por su valor razonable a la fecha de adquisición. Las contraprestaciones contingentes clasificadas como activos o pasivos que son instrumentos financieros dentro del alcance de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición se miden a su valor razonable y, sus cambios en el valor razonable se reconocen en el resultado del periodo o en otro resultado integral, según proceda. Si la contraprestación contingente no está dentro del alcance de la NIC 39, se mide de acuerdo con la NIIF aplicable. La contraprestación contingente que se clasifica como patrimonio neto no se vuelve a medir y la liquidación posterior se contabiliza dentro del patrimonio.

La plusvalía se mide inicialmente al costo, como el exceso de la suma de la contraprestación transferida y el importe reconocido por la participación no controladora sobre el valor razonable de los activos netos identificables adquiridos y los pasivos asumidos. Si el valor razonable de los activos netos identificables adquiridos es superior al total de la contraprestación, antes de reconocer una ganancia, PEMEX reevalúa si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para medir los importes a ser reconocidos en la fecha de adquisición. Si la evaluación aún da lugar a un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre la contraprestación total transferida, entonces la ganancia se reconoce en los resultados del periodo.

Después del reconocimiento inicial, la plusvalía se mide al costo menos cualquier pérdida acumulada por deterioro del valor. Para los fines de las pruebas de deterioro del valor, la plusvalía adquirida en una combinación de negocios se asigna, a partir de la fecha de adquisición, a cada una de las unidades generadoras de efectivo (UGE) que se espera serán beneficiadas con la combinación, independientemente de si otros activos o pasivos de la adquirida se asignan a esas UGE.

Cuando la plusvalía forma parte de una UGE y parte de la operación dentro de tal unidad se vende, la plusvalía asociada con la operación vendida se incluye en el importe en libros de la operación al momento de determinar la ganancia o pérdida por la venta de la operación. La plusvalía que se da de baja en esta circunstancia se mide sobre la base de los valores relativos de la operación de venta y de la porción retenida de la UGE.

c. 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/o presentación de la información financiera.

Las diferencias en 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 cambio incluida en esta pérdida o ganancia, también se reconocerá en los resultados del periodo.

d. Medición del valor razonable

PEMEX mide ciertos instrumentos financieros, tales como los IFD, 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; 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.

e. 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 IFD.

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 son 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

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 de 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 que no se haya incurrido), descontados con la tasa de interés original del activo financiero. El importe de la pérdida se reconocerá en el resultado del período.

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 período.

❖ *Deterioro de 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 de 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.

f. 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, netos de los sobregiros bancarios, 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.

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 periodo.

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

h. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

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

Se utiliza el método de esfuerzos exitosos para las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 "Exploración y Evaluación de Recursos Minerales" ("NIIF 6"), en relación con el reconocimiento de activos de exploración y perforación. Los costos de pozos de desarrollo, planta y equipo relacionados y las propiedades dedicadas a la explotación de petróleo crudo y gas se contabilizan como parte del costo de los activos. Los costos de pozos exploratorios en áreas que aún no han sido designados como reservas probadas 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 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 el estado consolidado del resultado integral 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, 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 periodo.

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 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 pozos, 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 su uso, o en el caso de obras en construcción, desde la fecha en que el activo está terminado y listo para su operación.

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, si PEMEX tiene obligaciones futuras con el cliente, 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 la propiedad han sido transferidos a PEMEX.

i. 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 Federal 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 U.S. 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, estos procedimientos sirven 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 consolidado del resultado 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 y su valor de disposición al final de su vida útil, 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 reservas probables en algunos casos, 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 costos y gastos que han sido capitalizados en el valor de algún activo. 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. Debido a su importancia relativa, las pérdidas por deterioro y su reversión se presentan por separado, en el estado consolidado del resultado integral.

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 los estados consolidados del resultado integral conforme son devengados.

Los pagos por arrendamiento operativo se reconocen como gastos en el estado consolidado del resultado integral en forma lineal durante la vigencia del arrendamiento y las rentas variables se cargan a resultados conforme se devengan.

l. Provisiones

Una provisión se reconoce, si como resultado de un evento pasado, PEMEX ha incurrido en una obligación presente 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 necesaria 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 reconocidos, 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 período. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su valor presente (descontado). No se consideran valores de rescate debido a que éstos tradicionalmente no han existido.

m. Beneficios a empleados

A partir del 1º de enero de 2016, Petroleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias utiliza un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida y un plan de pensiones de beneficios definidos. Hasta diciembre de 2015 Petroleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias sólo utilizaban el plan de pensiones de beneficios definidos.

Plan de contribución definida

En el plan de contribución definida, tanto Petroleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias como el trabajador realizan aportaciones a la cuenta individual del trabajador. Las aportaciones de Petroleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias se reconocen conforme se devengan como costo, gasto o activo cuando proceda y acreditándose contra un pasivo.

Cuando las aportaciones al plan de contribución definida no se esperen liquidar totalmente antes de doce meses tras el final del periodo anual sobre el que se informa en que los empleados prestaron los servicios relacionados, éstas se descontarán, utilizando la tasa de descuento del plan de beneficios definidos.

Plan de beneficios definidos

El plan de pensiones de beneficios definidos requiere que Petroleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias aporten 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 período en el que se determinan.

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

Adicionalmente, se reconoce dentro de Otros Beneficios de Largo Plazo la prima de antigüedad pagadera por invalidez, la pensión post mortem pagadera a la viuda, en caso de muerte de un trabajador, así como el servicio médico y ayudas de gas y canasta básica.

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

n. Impuesto a la utilidad y derechos

Impuesto causado a la utilidad

Los activos y pasivos por el impuesto causado a la utilidad por el periodo actual o de periodos anteriores, se miden por el 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.

El impuesto causado a la utilidad relacionado 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.

Impuesto a la utilidad diferido

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, excepto:

- 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; y
- por las diferencias temporales gravables relacionadas con las inversiones en subsidiarias, asociadas y participaciones en negocios conjuntos, cuando la tenedora, el inversionista, negociador conjunto u operador conjunto 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 impuesto a la utilidad diferido 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 haya 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, excepto:

- 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;
- por 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 impuesto a la utilidad diferido se revisa en cada fecha de presentación de información financiera 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.

El impuesto a la utilidad diferido relacionado con conceptos reconocidos directamente en el patrimonio se reconoce directamente en otros resultados integrales.

Los activos y pasivos por el impuesto a la utilidad diferido 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.

Impuestos y derechos sobre la utilidad

PEMEX es sujeto de impuestos y derechos especiales, los cuales se basan principalmente en el valor de los hidrocarburos extraídos con ciertas deducciones y cuotas establecidas por la duración y tiempo de exploración.

Éstos 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 se debe reconocer el impuesto a la utilidad causado y el impuesto a la utilidad diferido con base en los párrafos anteriores. Los impuestos y derechos que no satisfagan estos criterios se reconocen como pasivos y afectando los renglones de costos y gastos relativos a las operaciones que les dieron origen.

o. Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)

El IEPS retenido a los clientes es un impuesto sobre las ventas nacionales de gasolina, diésel y combustibles fósiles. Las cuotas 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. 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, petroquímicos y cualquier otro producto proveniente de los hidrocarburos, 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 conforme se prestan y cuando los clientes aceptan que han recibido el servicio.

r. Presentación del Estado Consolidado del Resultado Integral.

Los costos y gastos mostrados en estos 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.

Ingresos

Representa los ingresos provenientes de venta de productos y/o servicios.

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 y (gastos), neto, consiste principalmente en aquellos conceptos de ingresos y gastos que no están directamente relacionados con el objeto de PEMEX.

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 incurridos en las áreas que brindan apoyo administrativo a las empresas 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 IFD.

(Pérdida) rendimiento en cambios, neto

Constituye las diferencias en cambios incurridas en relación a activos o pasivos monetarios contratados en moneda extranjera y se registran en los resultados del periodo.

s. 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.

- t. 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 y no mediante su uso, 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 del año siguiente a la fecha de clasificación o más, con ciertas excepciones.

Los activos no circulantes clasificados como mantenidos para su venta se miden a su valor en libros inmediatamente antes de la clasificación como mantenidos para su venta, o a su 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 su venta está sujeto a depreciación o amortización después de su clasificación como mantenido para su 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 no circulantes mantenidos para distribuir a propietarios

Cuando PEMEX se compromete a distribuir un activo no circulante (o grupo de activos para su 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 no circulantes 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 situación 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 discontinua 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; o
- 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 netas en un solo renglón en el estado consolidado del resultado integral.

u. Cambios contables

El IASB emitió enmiendas a las NIIF, las cuales son aplicables a partir del 1 de enero de 2016 y se mencionan a continuación:

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

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

La adopción de esta enmienda no tuvo un impacto en estos estados financieros consolidados.

b) 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.
- También se menciona que se debe revelar la información relevante requerida por la NIIF 3 Combinaciones de negocios ("NIIF 3").
- Se espera que los impactos más importantes serán el reconocimiento de la plusvalía (cuando haya un exceso de la consideración transferida sobre los activos netos identificables) y el reconocimiento de los activos y pasivos por impuestos diferidos.
- Las enmiendas no sólo aplican a las adquisiciones de intereses en una operación conjunta, sino también cuando un negocio es aportado a la operación conjunta en su formación.
- La adopción de esta enmienda no tuvo un impacto en estos estados financieros consolidados.

c) 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; y
- Activos que ya no cumplen con los criterios de 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.
- La adopción de esta enmienda no tuvo un impacto en estos estados financieros consolidados.

d) 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 NIIF 1 Adopción por Primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF 1").

Las enmiendas aplican retrospectivamente con base a la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en Estimados Contables y Errores ("NIC 8").

La adopción de esta enmienda no tuvo un impacto en estos estados financieros consolidados.

e) Enmienda a la NIC 19 Beneficios a los empleados ("NIC 19") - 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.

La adopción de esta enmienda no tuvo un impacto en estos estados financieros consolidados.

v. Normas Internacionales de Información Financiera, aún no vigentes

A continuación se presentan 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 2017:

- a) Enmiendas a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias ("NIC 12")-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 las cuales 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 períodos 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 del año 2017.

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

El IASB, 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 períodos 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 enmienda tendrá en sus estados financieros del año 2017.

- c) NIIF 12 Información a Revelar sobre la Participación en Otras Entidades ("NIIF 12") - Mejoras Anuales a las NIIF del Ciclo 2014-2016.

En diciembre de 2016, el IASB publicó "las Mejoras Anuales a las NIIF del Ciclo 2014-2016" a través de las cuales aclara el alcance de la NIIF 12, especificando que los requisitos de revelación aplican a las subsidiarias, acuerdos conjuntos, asociadas y entidades estructuradas no consolidadas clasificadas como mantenidas para la venta, mantenidas para su distribución o como operaciones discontinuadas de acuerdo con la NIIF 5, considerando ciertas excepciones.

Las mejoras se aplican de forma retrospectiva y son efectivas para los períodos anuales que inicien en o después de 1 de enero de 2017.

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

Normas aplicables a partir de 2018:

- a) 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 el enfoque modificado en el año de aplicación.

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

b) 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 ("NIC 39").

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.

- c) NIC 28 Inversiones en Acciones y Negocios Conjuntos ("NIC 28") - Mejoras Anuales a las NIIF del Ciclo 2014-2016.

En Diciembre de 2016, el IASB publicó "las Mejoras Anuales a las NIIF del Ciclo 2014-2016" a través de las cuales se aclara que una inversión en una asociada o negocio conjunto que se mantiene directa o indirectamente por una organización de capital de riesgo o un fondo de inversión colectiva, fideicomiso de inversión u otra entidad análogas, pueden elegir, al momento del reconocimiento inicial, medir las inversiones en asociadas o negocios conjuntos a valor razonable con cambios en resultados.

Las mejoras se aplican de forma retrospectiva y son efectivas para los periodos anuales que inicien en o después de 1 de enero de 2018.

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

- d) Enmiendas a la NIC 40 Propiedades de Inversión ("NIC 40") - "Transferencias de Propiedades de Inversión"

Estas enmiendas se realizaron para indicar que una entidad transferirá una propiedad a, o de, propiedad de inversión cuando, y sólo cuando, hay evidencia de un cambio en el uso. Un cambio de uso ocurre si la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad por sí mismo no constituye evidencia de un cambio en el uso. Adicionalmente, se incluyeron ejemplos de evidencia de un cambio en el uso.

Las enmiendas son efectivas para los periodos anuales que inicien en o después de 1 de enero de 2018.

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

- e) Interpretación CINIIF 22 Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas ("CINIIF 22")

En diciembre de 2016, el IASB publicó la interpretación CINIIF 22 desarrollada por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), para aclarar la contabilidad de transacciones que incluyen el cobro o pago anticipado de una contraprestación en moneda extranjera ya que se observó cierta diversidad de prácticas para el registro de este tipo de transacciones.

La interpretación aplica a transacciones en moneda extranjera (o parte de ellas) cuando:

- i. Existe una contraprestación que se denomina o cuyo precio se fija en moneda extranjera;
- ii. La entidad reconoce un activo por un pago anticipado o un pasivo por ingresos diferidos con respecto a esa contraprestación, antes del reconocimiento del activo, gasto o ingreso relacionado (o de la parte de ellos que corresponda); y
- iii. El activo por pagos anticipados o pasivo por ingresos diferidos son no monetarios.

El CINIIF concluyó que:

- La fecha de la transacción, a efectos de determinar el tipo de cambio, es la fecha del reconocimiento inicial del activo por pagos anticipados no monetarios o del pasivo no monetario por ingresos diferidos.
- Si hay varios pagos o cobros por adelantado, se establece una fecha de transacción para cada pago o cobro por estos activos o pasivos no monetarios.

La CINIIF 22 es efectiva para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018. Las entidades podrán aplicar esta interpretación retrospectivamente con base a la NIC 8 o prospectivamente bajo ciertas condiciones.

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

Norma aplicable a partir de 2019:

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

Los principales cambios con relación a la norma anterior son:

- 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.
- 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.
- 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.

La norma no incluye cambios significativos en los requisitos para la contabilidad de los arrendadores.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2019, con aplicación anticipada permitida para las entidades que también han adoptado la NIIF 15.

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

w Reclasificaciones

El siguiente monto en los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 fue reclasificado para mostrar los documentos por cobrar a largo plazo en un rubro por separado de otros activos, con la finalidad de hacer comparable su presentación en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016.

	2015		
	Cifra reportada anteriormente	Reclasificación	Cifra reclasificada
Otros activos	\$ 57,407,660	\$ (50,000,000)	\$ 7,407,660
Documentos por cobrar a largo plazo	-	50,000,000	50,000,000

Esta reclasificación no tuvo impacto en los activos y pasivos totales.

4. Entidades subsidiarias y compañías subsidiarias

Al 31 de diciembre de 2016, las Entidades Subsidiarias que se consolidaron son Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno.

Las Compañías Subsidiarias que se consolidaron 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 America, Inc. (PMI SUS) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings North America, 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⁾⁽ⁱⁱⁱ⁾
- 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) ⁽ⁱ⁾
- PEMEX Finance, Ltd. (FIN) ⁽ⁱ⁾
- 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)
- PMI Ducto de Juárez, S. de R. L. de C. V. (PMI DJ) ^{(i)(vii)}
- PMX Cogeneración Internacional, S. L. (MG COG) ^{(viii) (x)}
- PMX Cogeneración, S. A. P. I. de C. V. (PMX COG) ^(viii)
- PMX Fertilizantes Holding, S. A. de C. V. (PMX FH) ^(viii)
- PMX Fertilizantes Pacífico, S. A. de C. V. (PMX FP) ^(viii)
- Grupo Fertinal (GP FER) ^(viii)
- Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. (COMESA) ^(ix)

- i. Compañías Subsidiarias PMI.
- ii. Compañía con participación no controladora.
- iii. A partir de agosto de 2014, esta compañía es incorporada a la consolidación.
- iv. A partir de febrero de 2015, esta compañía es incorporada 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.
- vii. A partir de enero de 2016, esta compañía inició operaciones y fue incorporada a la consolidación.
- viii. A partir de junio de 2016, esta compañía inició operaciones y fue incorporada a la consolidación.
- ix. A partir de julio de 2016, esta compañía es incorporada a la consolidación.
- x. A partir de octubre de 2016, se modificó la razón social de Mex Gas Cogeneración S. L., a PMX Cogeneración Internacional, S.L.

5. 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. PEMEX definió, a partir de la Reorganización Corporativa, nueve segmentos sujetos a informar: Exploración y Producción, Transformación Industrial, Cogeneración y Servicios, Perforación y Servicios, Logística, Etileno, Fertilizantes, Comercializadoras (definidas más adelante), Corporativo y otras Compañías Subsidiarias operativas. Los segmentos de Refinación, Gas y Petroquímica Básica y Petroquímica, que se reportaban de forma separada en 2015, ahora se reportan como un solo segmento que es Transformación Industrial, por lo que las cifras presentadas al 31 de diciembre de 2015 se muestran de forma comparativa. Asimismo para el año 2015, la información relativa a los segmentos correspondientes a las Entidades Subsidiarias incluyen los resultados de su operación a partir de su fecha de creación (ver Nota 1). 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 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 aproximadamente 34 clientes principales en varios mercados en el extranjero. Aproximadamente la mitad del crudo de PEMEX se vende a Transformación Industrial.
- Transformación Industrial percibe ingresos derivados de las ventas de productos de petróleo refinado y sus derivados, la mayoría de las cuales se destinan a terceros y tienen lugar dentro del mercado nacional. Este mercado también 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 refinados más importantes son las gasolinas y el diésel.

Transformación Industrial también percibe ingresos de fuentes domésticas principalmente a través de la venta de gas natural, gas licuado de petróleo, naftas, butano y etano y de algunos otros petroquímicos como 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.
- 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 CIM, PMI NASA, PMI Trading y MGAS, las cuales comercializan: petróleo crudo, gas, productos petrolíferos y petroquímicos de exportación e importación de PEMEX.
- Corporativo y otras Compañías Subsidiarias operativas, 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 de PEMEX considera para su análisis de toma de decisiones.

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2016	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etéreo	Comercia Lizadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Clientes externos	\$ 616,380,615	\$ 648,088,013	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3,873,403	\$ 15,392,552	\$ 395,118,117	\$ 2,646,505	\$ -	\$ 1,065,118,590
Interseguimientos	-	117,096,378	51,913	1,981,754	68,316,958	900,464	1,764,438	405,293,283	50,683,175	(1,262,468,978)	-
Ingresos por servicios (Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(271,709,433)	5,565,604	132,521	70,112	2,813,887	1,908	60,141	236,230	5,925,854	(379,176)	14,427,081
Costo de lo vendido	(359,064,884)	(52,498,881)	166,721	143,956	(5,879,520)	5,506,198	(1,776,509)	783,691,245	9,018,456	(4,188,959,550)	(331,314,343)
											867,580,634
Rendimiento (pérdida) bruto	529,025,164	(515,051)	17,713	1,907,910	15,711,781	(730,423)	4,557,427	16,956,385	50,237,078	(73,888,604)	543,279,380
Otros ingresos (gastos), neto	27,346,794	19,964,654	-	591,704	(27,189,969)	32,710	63,989	3,412,711	(4,600,709)	(666,804)	18,955,580
Gastos de distribución, transpor- tación y venta	-	50,792,317	8,232	983,560	148,215	185,168	481,727	229,432	49,162	(26,663,019)	25,231,240
Gastos de administración	54,509,047	34,183,846	32,125	-	7,175,451	731,479	2,191,834	1,157,182	60,497,232	(48,718,224)	112,653,533
Rendimiento (pérdida) de operación	501,862,911	(65,576,560)	(22,645)	1,516,048	(18,801,854)	(1,614,360)	2,037,855	18,982,482	(14,909,525)	825,835	(24,350,187)
Ingreso financiero	56,040,129	11,056,345	-	72,995	373,301	4,358	64,582	1,098,079	125,364,466	(180,925,000)	13,749,255
Costo financiero	(109,946,363)	(3,188,892)	(12,055)	(642,711)	(481,741)	(20,217)	(2,980)	(1,342,351)	(163,400,779)	180,193,625	(98,844,464)
financieros derivados, neto	-	3,172	-	-	-	-	-	(1,951,959)	(12,052,200)	-	(14,000,987)
(Pérdida) rendimiento en cambios, neto	(717,166,718)	(17,858,875)	-	(1,570,317)	(1,118,537)	(29,263)	(2,843)	174,866	(21,441,056)	-	(254,012,743)
participación en los resultados de compañías asociadas y otras	(21,164)	649,520	-	-	-	-	-	1,586,503	(117,426,818)	117,347,804	2,135,845
Impuestos, derechos y otros	276,647,448	-	-	(481,581)	(10,010,686)	-	-	7,380,870	(9,014,616)	-	264,521,435
(Pérdida) rendimiento neto Total de activo circulante	(45,878,643)	(69,865,290)	(34,700)	(142,404)	(10,018,145)	(1,659,482)	2,096,614	11,166,750	(194,251,296)	117,442,764	(191,144,342)
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y otras	983,260,710	795,237,287	388,422	6,032,213	22,087,801	1,774,967	5,817,262	125,081,531	611,464,455	(2,195,695,848)	355,398,800
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	139,573	237,159	-	-	-	-	-	17,568,893	(741,932,588)	250,121,645	23,154,632
Total del activo	1,176,504,263	311,432,174	-	21,023,629	86,695,514	7,771,634	20,086,650	6,691,813	37,536,571	-	1,667,742,248
Total del pasivo circulante	2,206,418,541	1,107,094,580	388,423	27,673,598	130,824,921	9,556,469	26,007,319	195,376,864	2,359,074,145	-	2,379,886,074
Deuda a largo plazo	340,011,451	666,467,674	472,236	3,894,121	19,824,792	2,995,088	3,879,828	78,894,485	1,497,612,971	(3,692,478,836)	426,189,886
Beneficios a los empleados	1,737,109,328	31,495,027	-	12,489,423	4,382,109	-	3,597,938	3,597,938	1,757,315,685	(1,739,384,968)	1,807,004,542
Total del pasivo	362,312,386	575,277,374	191,876	441,127	571,702	20,362	21,893	(749,034)	282,321,750	-	1,220,409,436
Patrimonio (déficit), neto	2,533,221,565	1,278,138,290	664,829	16,853,202	29,336,417	3,015,450	3,901,722	86,885,889	3,553,477,189	(3,942,600,482)	3,567,894,171
Depreciación y amortización	(326,803,124)	(171,043,710)	(276,406)	10,820,396	101,488,504	6,541,019	22,105,597	68,490,975	(1,194,453,044)	250,121,646	(1,233,008,147)
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	124,329,921	17,425,472	-	2,559,357	2,230,557	481,241	1,395,232	86,707	1,931,004	-	150,439,491
Adquisiciones de activo fijo	32,617,215	52,886,397	5,860	31,491	30,340	(1,178)	1,424	(552,735)	24,719,602	-	109,738,416
	70,418,370	32,254,531	-	2,053,139	26,344,495	889,420	1,724,690	1,019,484	21,031,214	-	155,735,343

	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercio Lizadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Ciudadanos externos	\$ 690,647,133	\$ 740,190,070	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,494,478	\$ 4,551,413	\$ 407,214,446	\$ -	\$ -	\$ 1,153,450,357
Ingresos por servicios	126,294,195	126,294,195	1,511,970	1,511,970	598,853	709,970	473,990	353,137,149	18,296,515	(1,191,164,775)	-
Beneficio de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	394,396,580	76,442,079	-	-	10,355,988	236	17,893	661,683	5,107,109	(10,779,858)	12,912,112
Beneficio por modificación en plan de pensiones	(46,368,308)	(45,808,781)	-	-	5,829,519	-	1,276,512	-	-	-	477,944,690
Costo de lo vendido	<u>427,158,621</u>	<u>876,531,944</u>	<u>2,793</u>	<u>706,896</u>	<u>10,727,462</u>	<u>1,707,548</u>	<u>4,965,414</u>	<u>749,655,199</u>	<u>5,895,648</u>	<u>(1,182,282,621)</u>	<u>895,068,904</u>
(Pérdida) rendimiento bruto	(84,544,760)	(33,131,966)	(2,793)	805,074	(5,602,140)	(2,864)	(1,198,630)	11,358,079	17,507,976	(19,662,012)	(114,474,036)
Otros (gastos) ingresos, neto	(7,957,202)	1,243,040	-	38	26,941	14,680	19,909	1,666,783	721,759	1,890,786	(2,373,266)
Gastos de distribución y transporte	-	35,292,527	1,448	-	3,009	4,416	62,071	428,613	754	(6,863,699)	28,928,639
Gastos de administración	18,454,281	40,529,587	47,670	8,553	104,794	157,404	519,351	1,967,581	61,609,813	(10,921,939)	112,472,095
(Beneficio) por modificación en plan de pensiones	<u>(17,853,725)</u>	<u>(39,975,450)</u>	-	-	-	-	-	-	<u>(46,031,280)</u>	-	<u>(103,860,955)</u>
(Pérdida) rendimiento de operación	(93,102,518)	(67,735,590)	(51,911)	796,559	(5,683,002)	(145,004)	(1,760,143)	10,628,668	2,651,448	14,412	(154,387,081)
Ingreso financiero	25,852,078	7,789,535	-	43,690	37	3,503	7,728	1,147,870	110,816,691	(125,670,273)	14,990,859
Costo financiero	(90,822,360)	(13,738,104)	2,110	(95,280)	(61,153)	-	-	(1,299,580)	(87,289,616)	125,530,390	(67,773,593)
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados	-	6,463	-	-	-	-	-	1,347,323	(22,803,663)	-	(21,449,877)
Pérdida en cambios, neta	(132,165,427)	(7,364,486)	(7,509)	(92,046)	(11,090)	(3,600)	(2,802)	(49,190)	(15,069,424)	-	(154,765,574)
Participación en los resultados de compañías asociadas y otras	(473,082)	671,868	-	-	-	-	-	2,056,259	(749,909,890)	749,963,960	2,318,115
Impuestos, derechos y otros	<u>376,682,705</u>	<u>1,839,021</u>	-	<u>197,491</u>	<u>(2,069,848)</u>	-	-	<u>5,134,176</u>	<u>(50,283,298)</u>	-	<u>331,500,247</u>
(Pérdida) rendimiento neto	(667,394,014)	(87,209,335)	(57,310)	455,432	(3,685,360)	(145,101)	(1,755,217)	8,697,174	(711,312,156)	749,838,489	(712,567,398)
Total de activo circulante	709,252,019	313,801,630	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 y otras	-	6,687,977	-	-	-	8,500	-	11,865,489	(247,333,405)	246,937,384	24,165,599
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	966,144,619	246,463,069	-	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	1,698,903,240	567,486,579	655,240	24,917,981	111,307,038	9,034,376	23,705,118	93,266,620	1,443,189,885	(2,196,817,877)	1,775,654,200
Total del pasivo circulante	278,507,394	104,569,842	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
Duda a largo plazo	1,752,239,594	16,707,005	-	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	609,492,673	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	735,780,560	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)	(167,793,981)	124,544	10,486,663	91,389,938	7,535,375	19,166,527	51,845,828	(1,304,720,228)	246,937,381	(1,331,675,898)
Depreciación y amortización	144,567,149	70,916,796	-	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	21,392,600	(228)	-	(310)	-	(119,819)	17,668,484	-	-	62,549,142
Adquisiciones de activo fijo	184,786,051	68,935,841	-	-	1,544,224	320,762	1,882,108	677,314	6,711,511	-	264,857,811

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2014

	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comerciali- zadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
Clientes externos	\$ 1,134,519,972	\$ 758,988,560	\$ 157,715,607	\$ 28,793,812	\$ 630,291,313	\$ -	\$ -	\$ 1,575,289,292
Interseguimientos	-	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>46,219,742</u>	<u>1,059,616,060</u>	<u>3,730,490</u>	<u>(1,759,092,541)</u>	<u>842,634,784</u>
Rendimiento (pérdida) bruto	776,943,345	(75,409,474)	5,032,411	(3,406,044)	5,184,720	66,390,706	(53,288,270)	771,447,394
Otros (gastos) ingresos, neto	(3,190,604)	39,322,749	376,111	(361,504)	643,043	1,011,199	(258,597)	37,552,397
Gastos de distribución y transportación	-	31,071,231	3,024,325	1,061,157	493,651	468	(3,468,166)	32,182,666
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>111,337,114</u>
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)	(346,640)	(72,354)	(1,068,869)	(69,026,534)	103,365,347	(51,559,060)
Rendimiento (costo) en instrumentos financieros derivados, neto	(63,865,750)	(5,077,441)	8,116	(29,136)	4,652,123	(14,098,809)	-	(9,438,570)
Pérdida en cambios, neta	-	-	(132,849)	(96,785)	(247,303)	(7,797,200)	-	(76,999,161)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas y otras	203,285	-	284,080	-	(247,303)	(263,425,082)	263,719,388	34,368
Impuestos, derechos y otros	<u>760,627,534</u>	-	<u>(21,272,116)</u>	-	<u>3,839,908</u>	<u>3,379,438</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)
Depreciación y amortización	121,034,075	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	74,914,431	-	121,723,378
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

La administración mide el desempeño de los diversos segmentos con base a la utilidad de operación y a la utilidad neta individual antes de 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.

	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Al 31 de diciembre de 2016									
Ingresos:									
Individuales	\$ 616,380,615	\$ 771,597,427	\$ 184,434	\$ 6,263,093	\$ 71,130,845	\$ 4,775,775	\$ 17,217,131	\$ 800,979,076	\$ 59,255,534
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(847,432)	(847,432)	-	(4,211,227)	-	-	-	(331,446)	-
Consolidados	\$ 616,380,615	\$ 770,750,000	\$ 184,434	\$ 2,051,866	\$ 71,130,845	\$ 4,775,775	\$ 17,217,131	\$ 800,647,630	\$ 59,255,534
Resultado de operación:									
Individuales	\$ 503,679,153	\$ (60,347,367)	\$ (72,645)	\$ 1,271,202	\$ (25,701,065)	\$ (2,877,725)	\$ (3,504,812)	\$ 19,326,997	\$ (14,909,526)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(273,237)	(847,432)	-	(4,211,227)	-	-	-	(331,446)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(1,661,986)	3,572,498	-	3,815,371	-	905,910	(2,163)	(213,069)	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	(7,904,259)	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos	-	-	-	640,702	6,899,211	357,455	5,544,830	-	-
Consolidados	\$ 501,862,911	\$ (65,576,560)	\$ (72,645)	\$ 1,516,048	\$ (18,801,854)	\$ (1,659,482)	\$ 2,037,855	\$ 18,982,482	\$ (14,909,526)
Resultados netos:									
Individuales	\$ (44,069,001)	\$ (61,639,067)	\$ (381,214)	\$ (387,250)	\$ (16,917,356)	\$ (7,820,835)	\$ (3,780,706)	\$ 11,711,265	\$ (194,251,297)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(847,432)	-	(4,211,227)	-	-	-	(331,446)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(273,237)	3,572,498	-	3,815,371	-	905,910	(2,163)	(213,069)	-
Eliminación de los refinados capitalizados	(1,661,986)	(7,904,259)	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	6,590	(3,047,830)	346,514	-	-	4,897,988	334,653	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos	-	-	-	640,702	6,899,211	357,455	5,544,830	-	-
Consolidados	\$ (45,878,653)	\$ (69,865,290)	\$ (34,700)	\$ (142,484)	\$ (10,018,145)	\$ (1,659,482)	\$ 2,096,614	\$ 11,166,750	\$ (194,251,297)
Total activos:									
Individuales	\$ 2,232,052,453	\$ 1,151,907,566	\$ 425,141	\$ 30,990,147	\$ 254,615,026	\$ 10,421,225	\$ 43,067,636	\$ 170,782,928	\$ 2,359,024,145
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	483,230	(4,158,101)	-	-	-	-	(5,304)	(332,529)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(3,246,782)	(33,361,438)	-	-	-	-	-	(5,688,341)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(1,661,986)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la revaluación a valor de mercado y la depreciación de los AF Transferidos	(20,595,300)	(7,293,447)	(36,718)	(3,316,549)	(123,790,105)	(9,300,044)	(12,746,136)	(652)	-
Eliminación del método de participación	(742,055)	-	-	-	-	4,435,288	(4,308,877)	(8,960,344)	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	-	-	-	-	-	-	(424,198)	-
Consolidados	\$ 2,206,418,541	\$ 1,107,094,580	\$ 388,423	\$ 27,673,598	\$ 130,824,921	\$ 9,556,462	\$ 26,007,319	\$ 155,316,864	\$ 2,359,024,145
Total pasivos:									
Individuales	\$ 2,533,221,665	\$ 1,282,558,220	\$ 664,829	\$ 16,457,347	\$ 29,336,417	\$ 3,015,450	\$ 3,901,722	\$ 85,392,123	\$ 3,553,477,189
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(4,419,930)	-	395,855	-	-	-	1,493,766	-
Consolidados	\$ 2,533,221,665	\$ 1,278,138,290	\$ 664,829	\$ 16,853,202	\$ 29,336,417	\$ 3,015,450	\$ 3,901,722	\$ 86,885,889	\$ 3,553,477,189

Al 31 de diciembre de 2015

	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativy otras compañías subsidiarias operativas
Ingresos:									
Individuales	\$ 690,642,133	\$ 874,630,488	\$ -	\$ 1,511,970	\$ 10,954,841	\$ 1,704,684	\$ 5,048,600	\$ 761,213,475	\$ 23,403,624
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(597,212)	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Consolidados	\$ 690,642,133	\$ 874,033,276	\$ -	\$ 1,511,970	\$ 10,954,841	\$ 1,704,684	\$ 5,043,296	\$ 761,013,278	\$ 23,403,624
Resultado de operación:									
Individuales	\$ (89,473,202)	\$ (88,819,558)	\$ (51,911)	\$ 700,748	\$ (6,875,252)	\$ (262,145)	\$ (2,288,747)	\$ 10,334,138	\$ 2,651,448
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(597,212)	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(251,995)	21,681,180	-	-	-	-	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	-	-	-	93,811	1,192,250	117,141	531,745	-	-
Consolidados	\$ (93,102,518)	\$ (67,735,590)	\$ (51,911)	\$ 796,559	\$ (5,683,002)	\$ (145,004)	\$ (1,760,143)	\$ 10,628,668	\$ 2,651,448
Resultados netos:									
Individuales	\$ (663,719,119)	\$ (107,164,261)	\$ (57,110)	\$ 359,621	\$ (4,877,610)	\$ (262,242)	\$ (2,314,774)	\$ 8,402,644	\$ (711,312,156)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(597,212)	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(251,995)	21,681,180	-	-	-	-	2,163	494,727	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación (45,679)	(45,679)	(1,129,042)	-	-	-	-	30,953	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,980	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación activos fijos revaluados	-	-	-	93,811	1,192,250	117,141	531,745	-	-
Consolidados	\$ (667,394,014)	\$ (87,209,335)	\$ (57,310)	\$ 455,432	\$ (3,685,360)	\$ (145,101)	\$ (1,755,717)	\$ 8,697,174	\$ (711,312,156)
Total activos:									
Individuales	\$ 1,722,396,075	\$ 599,848,048	\$ 655,240	\$ 28,875,231	\$ 247,480,983	\$ 15,166,563	\$ 45,951,979	\$ 98,305,071	\$ 1,443,189,885
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	1,132	(3,502,902)	-	-	-	-	(5,304)	(293,536)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(19,699,526)	(25,264,847)	-	-	-	-	2,163	(4,744,915)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación (411,721)	(411,721)	(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	\$ 1,698,909,240	\$ 567,486,579	\$ 655,240	\$ 24,917,981	\$ 111,307,038	\$ 9,034,376	\$ 23,705,118	\$ 93,266,620	\$ 1,443,189,885
Total pasivos:									
Individuales	\$ 1,985,557,185	\$ 735,280,560	\$ 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	\$ 1,985,557,185	\$ 735,280,560	\$ 530,696	\$ 14,431,318	\$ 19,917,100	\$ 1,499,001	\$ 4,538,591	\$ 41,420,792	\$ 2,747,910,113

Por el año terminado el 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 interseguimientos, no realizadas	-	(3,100,091)	(20,204)	(3,036)	(102,262)	-
Consolidados	\$ 1,134,519,972	\$ 841,458,495	\$ 243,952,553	\$ 44,255,689	\$ 1,064,800,780	\$ 70,121,196
Resultado de operación:						
Individuales	\$ 730,817,884	\$ (101,970,712)	\$ (9,577,142)	\$ (19,066,287)	\$ 5,844,370	\$ 7,958,523
Eliminación de las ventas interseguimientos, no realizadas	-	(3,100,091)	(20,204)	(3,036)	(102,262)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	3,473,742	5,980,886	892,588	133,574	(2,713,946)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,789,845)	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-
Consolidados	\$ 730,620,762	\$ (99,089,917)	\$ (8,654,758)	\$ (18,935,749)	\$ 3,528,112	\$ 7,958,523
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 interseguimientos, no realizadas	-	(3,100,091)	(20,204)	(3,036)	(102,262)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor 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	\$ (153,377,025)	\$ (113,826,493)	\$ 15,583,792	\$ (18,895,174)	\$ 4,085,190	\$ (262,396,711)

Información complementaria por zonas geográficas:

	Por los años terminados el 31 de diciembre		
	2016	2015	2014
Ventas netas:			
En el país	\$ 670,000,473	\$ 746,235,912	\$ 944,997,979
De exportación:			
Estados Unidos	221,954,461	266,826,499	481,364,906
Canadá, Centro y Sudamérica	14,058,897	11,027,813	17,575,078
Europa	64,348,997	58,707,787	54,214,041
Otros países	94,755,762	70,652,346	77,137,288
	<u>395,118,117</u>	<u>407,214,445</u>	<u>630,291,313</u>
Ingresos por servicios	<u>14,427,081</u>	<u>12,912,112</u>	<u>11,438,582</u>
Total de ingresos	\$ 1,079,545,671	\$ 1,166,362,469	\$ 1,586,727,874

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		
	2016	2015	2014
<u>Nacionales</u>			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinás)	\$ 578,718,674	\$ 660,573,780	\$ 830,545,046
Gas	59,648,576	54,497,824	77,813,359
Productos petroquímicos	<u>31,633,223</u>	<u>31,164,308</u>	<u>36,639,574</u>
Total ventas en el país	\$ 670,000,473	\$ 746,235,912	\$ 944,997,979
<u>Exportación</u>			
Petróleo crudo	\$ 288,625,794	\$ 288,170,451	\$ 475,056,981
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinás)	92,705,248	118,129,615	153,436,847
Gas	20,995	27,283	64,397
Productos petroquímicos	<u>13,766,080</u>	<u>887,096</u>	<u>1,733,088</u>
Total ventas exportación	\$ 395,118,117	\$ 407,214,445	\$ 630,291,313

6. Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se integra por:

a. Efectivo y equivalentes de efectivo

	2016	2015
Efectivo y bancos ⁽ⁱ⁾	\$ 71,430,427	\$ 52,509,683
Inversiones de inmediata realización	<u>92,102,086</u>	<u>56,859,197</u>
	\$ 163,532,513	\$ 109,368,880

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

b. Efectivo restringido

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Efectivo restringido	\$ 10,478,626	\$ 9,246,772

El efectivo restringido al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se integra principalmente por el depósito realizado por Pemex Exploración y Producción de US\$ 465,060 por la demanda ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio (el "ACI") en contra de Pemex Exploración y Producción. El saldo de este depósito al 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluyendo los intereses que ha generado es de \$ 9,624,804 y \$ 8,010,298 (ver Nota 25). Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, PMI HBV cuenta con un saldo depositado por US\$ 41,319 y US\$ 71,861, respectivamente, 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 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 S.A. (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 2016 y 2015, este depósito incluyendo intereses ganados, suman \$ 853,822 y \$ 1,236,474 respectivamente (ver Nota 10).

7. Cuentas por cobrar, neto

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se integra como se muestran a continuación:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Clientes del país	\$ 41,884,579	\$ 29,328,750
Clientes del extranjero	34,859,341	17,131,455
Deudores diversos	18,736,922	10,837,297
Anticipo de impuestos	29,361,303	10,710,521
Funcionarios y empleados	6,054,251	5,523,740
Anticipo a proveedores	2,246,437	5,634,114
Siniestros	38,497	43,490
Otras	39,197	36,454
	<u>\$ 133,220,527</u>	<u>\$ 79,245,821</u>

A continuación se muestra la antigüedad de los saldos de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	<u>Clientes en el país</u>	
	<u>2016</u>	<u>2015</u>
1-30 días	\$ 1,767,718	\$ 620,034
31-60 días	658,456	28,278
61-90 días	263,447	(32,411)
más 91 días	<u>1,016,553</u>	<u>692,040</u>
Saldo vencido	3,706,174	1,307,941
Saldo deteriorado	<u>(458,428)</u>	<u>(667,883)</u>
Saldo vencido no deteriorado	3,247,746	640,058
Saldo no vencido	<u>38,636,833</u>	<u>28,688,692</u>
Total clientes del país	<u>\$ 41,884,579</u>	<u>\$ 29,328,750</u>

	Clientes en el extranjero	
	2016	2015
1-30 días	\$ 341,184	\$ 323
31-60 días	6,824	425
61-90 días	35,372	37,239
más 91 días	624,157	413,603
Saldo vencido	1,007,537	451,590
Saldo deteriorado	(374,699)	(312,004)
Saldo vencido no deteriorado	632,838	139,586
Saldo no vencido	34,226,503	16,991,869
Total clientes del extranjero	\$ 34,859,341	\$ 17,131,455

A continuación se muestra los movimientos de las cuentas de clientes deterioradas:

	Clientes nacionales	
	2016	2015
Saldo al inicio del año	\$ (667,883)	\$ (598,624)
Incrementos registrados en gastos	(218,836)	(196,856)
Aplicación de la estimación	428,291	127,597
Saldo al final	\$ (458,428)	\$ (667,883)

	Clientes en el extranjero	
	2016	2015
Saldo al inicio del año	\$ (312,004)	\$ (309,252)
Incrementos registrados en gastos	(25,931)	(119,819)
Aplicación de la estimación	-	145,811
Efectos por conversión	(36,764)	(28,744)
Saldo al final	\$ (374,699)	\$ (312,004)

8. Inventarios, neto

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el saldo de inventarios se integra como sigue:

	2016	2015
Refinados y petroquímicos	\$ 21,534,846	\$ 23,673,427
Petróleo crudo	11,391,310	11,461,185
Productos en tránsito	7,735,163	3,262,252
Materiales y accesorios en almacenes	4,721,834	5,145,874
Materiales en tránsito	419,547	120,750
Gas y condensados	89,360	107,440
Total	\$ 45,892,060	\$ 43,770,928

9. Activos no financieros mantenidos para la venta

Las actividades no financieras mantenidas para la venta se integran de la siguiente forma:

- a. Petróleos Mexicanos y el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) firmaron el contrato de transferencia de la infraestructura de transporte por ducto de gas natural. El valor en libros de los activos a ser transferidos al 31 de diciembre de 2015 fue de \$ 33,213,762. Como resultado del proceso de identificación de activos durante el ejercicio 2016, este importe se incrementó para quedar en \$ 35,333,411. En el mes de diciembre de 2016, Pemex Logística y el CENAGAS acordaron establecer un valor final por los activos transferidos de \$ 7,450,931 más el impuesto al valor agregado (IVA); considerando el valor que la Comisión Reguladora de Energía confiere a dicha infraestructura, generándose como resultado una pérdida de \$ 27,882,480; recibiendo Pemex Logística el 30 de diciembre de 2016 un primer pago por \$ 560,665 y el monto restante se registró como cuentas por cobrar a largo plazo.

El importe restante por cobrar al CENAGAS por \$ 8,027,628 (IVA incluido), será recuperado a través del pago de una contraprestación que considera elementos derivados, la infraestructura transferida neta de su depreciación, inflación acumulada en cada período de pago y una tasa de costo de capital determinada por la Comisión Reguladora de Energía; elementos que son sujetos a una determinación de variables en el tiempo (ver Nota 14-a).

- b. Adicionalmente, derivado del proceso de adjudicación de los derechos para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos (Ronda Cero), PEMEX recibió títulos de asignación temporal a resguardo. La propiedad de los activos fijos ubicados en dichas asignaciones será transferida cuando los bloques sean asignados a terceros en Rondas posteriores.

En el Decreto de la Reforma Energética se establece que si como resultado del proceso de adjudicación de asignaciones para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, se llegaran a afectar inversiones de PEMEX, éstas serán reconocidas en su justo valor económico, en los términos que para tal efecto disponga la Secretaría de Energía.

En 2016, la Secretaría de Energía adjudicó en la ronda 1.3, ciertas áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos a contratistas y los respectivos activos fijos serán transferidos por PEMEX a esos terceros. Durante 2016, PEMEX entregó a la Secretaría de Energía la solicitud del resarcimiento de los activos fijos ubicados en dichas áreas, derivado de lo anterior, al 31 de diciembre de 2016 los activos fijos entregados se reclasificaron a activos no financieros mantenidos para la venta, cuyo valor en libros fue de \$ 7,460,674 y se integra como sigue:

	Campos	2016
22	Campos no solicitados asignados a resguardo temporal	\$ 2,736,358
3	Campos no solicitados no asignados a resguardo temporal	71,974
		2,808,332
317	Campos no asignados definitivamente	4,652,342
	Total	\$ 7,460,674

10. Activos financieros disponibles para la venta

Al 1 de enero de 2015, PEMEX tenía un total de 19,557,003 acciones de Repsol valuadas a \$ 3,944,696, las cuales representan aproximadamente el 1.48% del derecho económico y de voto en Repsol.

El 16 de enero de 2015, PMI HBV recibió 575,205 acciones valuadas en \$ 163,834, de un dividendo decretado en diciembre de 2014.

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 obtuvo un préstamo por un monto de US\$ 250,000 con una tasa de interés de 1.79% y con vencimiento en 2018. El préstamo está garantizado por las 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 el 15 de enero de 2016. Por lo que al 31 de diciembre de 2015 se presentó una cuenta por cobrar a Repsol por \$ 188,490.

El 13 de junio de 2016, Repsol emitió dividendo flexible por el que PMI HBV recibió 555,547 acciones. Las acciones fueron recibidas el 18 de julio de 2016, equivalentes a \$ 128,051.

Las 1,497,562 acciones de Repsol recibidas durante el 2016 como dividendos en especie que tienen un valor de \$435,556, se presentan a corto plazo debido a que no forman parte del contrato de financiamiento con Banco Santander, S.A. Dichas acciones se vendieron en enero de 2017.

El 14 de diciembre de 2016, Repsol decretó un dividendo flexible por el que PMI HBV recibió 584,786 acciones el 23 de enero de 2017. Por lo que al 31 de diciembre de 2016 se presentó una cuenta por cobrar a Repsol por \$165,346.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el valor de mercado de las 20,724,331 acciones las cuales son presentadas en el largo plazo fue de \$ 6,027,540 y \$ 3,944,696 respectivamente. El efecto de la valuación a valor razonable de la inversión se registró en otros resultados integrales dentro del patrimonio como una utilidad por \$ 207,817 y una pérdida \$ 3,206,316 respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la tenencia accionaria de PEMEX sobre las acciones de Repsol equivale al 1.52% y 1.48% respectivamente, del derecho económico y de voto en Repsol.

11. Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y otras

Las inversiones en acciones de compañías asociadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se integran como se muestra a continuación:

	Porcentajes de participación	31 de diciembre	
		2016	2015
Deer Park Refining Limited	49.99%	\$ 14,039,384	\$ 10,600,545
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	(i) 44.09%	4,309,050	3,954,251
TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V.	(ii) (iii) 5.00%	1,909,527	283,524
Sierrita Gas Pipeline LLC	35.00%	1,112,338	983,059
TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V.	(ii) (iii) 5.00%	507,596	61,747
Frontera Brownsville, LLC.	50.00%	478,414	404,129
Texas Frontera, LLC.	50.00%	260,828	224,834
CH 4 Energía, S. A.	50.00%	194,868	183,474
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.	40.00%	139,523	160,687
PMV Minera, S.A. de C.V.	44.09%	61,779	51,270
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	(iv) 50.00%	-	6,454,806
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. de C. V.	(v) 60.00%	-	758,967
Otros neto	Varios	141,325	44,306
		<u>\$ 23,154,632</u>	<u>\$ 24,165,599</u>

- (i) El 20 de abril de 2016 ocurrió una explosión en el complejo Pajaritos, donde están localizadas las plantas de etileno y cloruro de vinilo, que producen de manera integrada dichos productos, con un valor aproximado de \$461,000. La planta de VCM (Clorados III) es la que sufrió el mayor daño; siendo el mayor impacto económico el reconocimiento de la pérdida de los activos y el cierre indefinido de la planta. Las plantas de Cloro-Sosa, y la de etileno no registraron ningún daño.

- (ii) El 15 de diciembre de 2015, PMI HBV 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.
- (iii) Al 31 de diciembre de 2016 derivado de la pérdida de influencia significativa que se tenía en TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. y TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V., se valoraron dichas inversiones en asociadas a su valor razonable, por tal motivo se reconoció en resultados la diferencia entre el valor razonable determinado al cierre del ejercicio y el valor en libros de la inversión, cuyo monto ascendió a \$ 1,763,759.
- (iv) El 28 de septiembre de 2016, PEMEX realizó la desinversión de su participación en Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. equivalente al 50% del capital social de dicha compañía, la cual fue vendida a Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. en \$ 22,684,736 obteniendo una utilidad de \$ 15,211,039.
- (v) A partir del 1 de julio de 2016, Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. fue incluida en la consolidación. Hasta el 30 de junio de 2016, esta compañía asociada era contabilizada bajo el método de participación como inversión permanente en compañías asociadas (ver Nota 3(a)).

Participación en los resultados de compañías asociadas:

	2016	2015	2014
Deer Park Refining Limited	\$ 1,437,850	\$ 1,913,835	\$ (232,960)
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	638,126	666,779	244,958
Sierrita Pipeline, LLC.	105,825	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.	(190,468)	(61,952)	(89,280)
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. de C. V.	-	(496,774)	114,677
Otros, neto	144,512	115,723	155,951
Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas	<u>\$ 2,135,845</u>	<u>\$ 2,318,115</u>	<u>\$ 34,368</u>

Las siguientes tablas muestran información financiera condensada de las principales inversiones reconocidas bajo el método de participación durante 2016 y 2015:

	Estados condensados de situación financiera			
	Deer Park Refining Limited		Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	
	2016	2015	2016	2015
Total de activos	<u>\$ 42,428,275</u>	<u>\$ 33,249,652</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 26,573,119</u>
Total de pasivo	\$ 14,346,643	\$ 12,046,441	\$ -	\$ 13,663,507
Total de capital	<u>28,081,632</u>	<u>21,203,211</u>	<u>-</u>	<u>12,909,612</u>
Total de pasivo y capital	<u>\$ 42,428,275</u>	<u>\$ 33,249,652</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 26,573,119</u>

	Estados condensados de resultados					
	Deer Park Refining Limited			Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.		
	2016	2015	2014	31 de agosto 2016	2015	2014
Ingresos	\$ 16,750,155	\$ 16,658,705	\$ 11,996,951	\$ 3,798,666	\$ 4,617,982	\$ 2,406,375
Costos y gastos	<u>13,874,172</u>	<u>12,830,653</u>	<u>12,462,917</u>	<u>2,522,415</u>	<u>3,284,424</u>	<u>1,916,459</u>
Resultado neto	<u>\$ 2,875,983</u>	<u>\$ 3,828,052</u>	<u>\$ (465,966)</u>	<u>\$ 1,276,251</u>	<u>\$ 1,333,558</u>	<u>\$ 489,916</u>

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

- Deer Park Refining Limited. El 31 de marzo de 1993, 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 crudo, que en caso de ser necesario ambos socios proveerán en cantidades iguales. Deer Park Refining regresa a PMI NASA y a Shell productos terminados en cantidades iguales. Shell está obligado a comprar a Deer Park Refining la totalidad del producto terminado, a los precios vigentes en el mercado. 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 Petroquímica (actualmente Pemex Transformación Industrial) a través de su subsidiaria PPQ Cadena Productiva, S.L. en conjunto con Mexichem, constituyeron Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. (Mexicana de Vinilo). La actividad preponderante es la producción y venta de productos químicos. Los principales productos son: cloro, sosa cáustica, etileno y monómero de cloruro de vinilo. El control operativo y financiero de la empresa lo tiene Mexichem. Este acuerdo se contabiliza vía método de participación.
- TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. Fue constituida el 6 de junio de 2014, su actividad principal es ser tenedora de acciones de empresas que desarrollan proyectos de infraestructura de transporte de hidrocarburos. Esta inversión está valuada a valor razonable, como se menciona en el inciso (iii) de esta nota.
- Sierrita Gas Pipeline LLC. Fue constituida el 24 de junio de 2013, su actividad principal es el desarrollo proyectos de infraestructura de transporte de gas en Estados Unidos de América. La inversión está valuada a método de participación.
- TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V. Fue constituida el 27 de noviembre de 2013, su actividad principal es la operación y mantenimiento de la porción sur del proyecto Ramones II. Las acciones están valuadas a valor razonable, como se menciona en el inciso (iii) de esta nota.
- Frontera Brownsville, LLC. A partir del 1 de abril de 2011, PMI SUS llevó a cabo un acuerdo conjunto, con TransMontaigne Operating Company L.P para tomar Frontera Brownsville (TransMontaigne). Dicha compañía fue constituida en Delaware, Estados Unidos de América, para poseer y operar ciertas instalaciones para el almacenamiento, acabado y limpieza de productos derivados del petróleo. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- Texas Frontera, LLC. Fue constituida el 27 de julio de 2010, su actividad principal es el arrendamiento de tanques para el almacenamiento de producto refinado. PMI SUS, dueña del 50% de las acciones de la compañía, llevó a cabo un acuerdo conjunto con Magellan OLP, L.P., mediante el cual participan en los beneficios y pérdidas de manera proporcional a su inversión. Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía tiene siete tanques con capacidad de 120,000 barriles cada uno. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- CH4 Energía, S. A. Fue constituida el 21 de diciembre de 2000, su actividad principal es la compra - venta de gas natural y todas las actividades relacionadas con la comercialización de dicho producto, así como su transporte y distribución en la zona del valle de Toluca. La inversión está valuada a método de participación.

- Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V. fue constituida el 12 de agosto de 1999, está a cargo del uso y aprovechamiento de las áreas de agua y terrenos del dominio público de la Federación que se localizan en el recinto portuario respectivo, así como la prestación de los servicios portuarios conexos. La inversión está valuada a método de participación.
- PMV Minera, S. A. de C. V. Fue constituida el 1° de octubre del 2014, su actividad principal es la extracción y venta de salmuera. La inversión está valuada a método de participación.
- Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. El 6 de febrero de 1997, Pemex-Refinación (ahora Pemex Transformación Industrial) y IEnova Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V. constituyeron a Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V., cuyo objeto principal era la tenencia de partes sociales para empresas relacionadas con la transportación y distribución de gas. La toma de decisiones se llevaba a cabo mediante la celebración de una Asamblea de Socios y se requería el consentimiento de ambos. La participación de cada uno de los Socios equivalía al 50% del capital social. Este acuerdo se contabilizaba bajo el método de participación hasta agosto de 2016, fecha en la que se realizó la desinversión de PEMEX en esta compañía asociada, como se menciona en el inciso (iv) de esta nota.
- 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 otras 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. Hasta el 30 de junio de 2016, esta compañía fue contabilizada bajo el método de participación, a partir del 1 de julio de 2016, esta compañía fue incorporada a la consolidación.

12. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

	Plantas	Equipo de Perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marítimas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción	Terrenos	Activos Improductivos	Otros activos fijos	Total
INVERSIONES													
Saldo al 1 de enero de 2015	\$ 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	4,015,795	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	(68,872,938)	(30,252,662)	(141,868,232)	-	(2,981,818)	(2,006,512)	(2,813,759)	(9,866,962)	-	(11,775,972)	(4,491,225)	(103,880)	(275,053,987)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	648,412,014	21,680,343	419,979,508	1,066,515,651	66,784,466	260,328,096	57,966,194	15,379,095	211,675,597	43,347,802	-	630,878	2,807,149,644
Adquisiciones	20,406,464	1,629,710	1,265,011	8,239,480	2,541,802	9,866,984	545,271	2,063,519	107,682,868	1,487,434	6,800	-	155,735,343
Reclasificaciones	150,817	-	(1,268,887)	8,649,686	(6,610,184)	-	(561,569)	(325,778)	(282,044)	50,709	2,039	(137,246)	(332,457)
Capitalización	15,943,630	-	11,851,378	40,825,973	1,085,323	17,318,279	2,769	2,918,671	(89,945,973)	-	-	-	-
Deterioro	81,135,967	-	31,967,407	198,974,994	-	35,640,491	438,979	8,743	(16,857,238)	-	-	-	331,314,343
Bajas	(7,602,782)	(40,937)	(3,648,989)	(4,382,867)	(558,374)	(449,645)	(2,644,957)	(651,355)	(4,864,062)	(314,327)	(8,839)	(2,126)	(25,089,260)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	758,446,110	23,269,116	460,145,428	1,318,822,917	67,743,033	327,704,205	50,746,687	19,442,845	207,414,148	44,571,618	-	491,506	3,268,227,613
DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA													
Saldo al 1 de enero de 2015	\$ (339,292,292)	\$ (27,371,648)	\$ (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	29,951,826	110,415,176	98,636	1,154,416	-	2,812,054	8,391,094	-	-	4,113,596	-	217,201,607
Saldo al 31 de diciembre de 2015	(321,283,906)	(578,015)	(139,331,407)	(780,443,639)	(37,717,087)	(140,908,960)	(36,513,479)	(5,894,520)	-	-	-	-	(1,462,666,013)
Depreciación y amortización	(44,549,443)	(2,364,560)	(15,153,879)	(70,090,038)	(1,796,383)	(12,252,810)	(3,205,089)	(1,077,289)	-	-	-	-	(150,439,491)
Reclasificaciones	(10,571)	-	(166,632)	(3,077)	(108,718)	-	166,914	454,492	-	-	-	-	332,458
Bajas	5,826,891	-	2,286,691	-	492,557	-	2,560,988	550,594	-	-	-	-	11,717,681
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(360,016,929)	(2,942,575)	(157,365,227)	(850,536,754)	(39,124,631)	(153,161,720)	(36,990,666)	(5,916,763)	-	-	-	-	(1,601,055,365)
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre 2015	\$ 327,428,108	\$ 21,102,328	\$ 280,648,101	\$ 286,072,012	\$ 28,572,379	\$ 119,419,136	\$ 16,452,715	\$ 9,434,525	\$ 211,675,597	\$ 43,347,802	\$ -	\$ 630,878	\$ 1,344,483,631
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre 2016	\$ 398,429,131	\$ 20,326,541	\$ 307,780,201	\$ 468,286,163	\$ 23,618,402	\$ 169,542,435	\$ 13,756,021	\$ 13,526,082	\$ 207,414,148	\$ 44,571,618	\$ -	\$ 491,506	\$ 1,667,242,248
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 2016, 2015 y 2014, 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 \$ 3,667,752, \$ 5,258,854 y \$ 3,997,121, respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 registradas en los costos y gastos de operación ascendieron a \$ 150,439,491, \$ 167,951,250 y \$ 143,074,787, respectivamente, las cuales incluyen \$ 1,698,312, \$ 1,401,870 y \$ 2,011,027, 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 2016 y 2015, asciende a \$ 64,967,710 y \$ 56,894,695, respectivamente y se presenta en la provisión de gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 18).
- d. Al 31 de diciembre de 2016 PEMEX reconoció una reversa neta de deterioro por \$ (331,314,343) y al 31 de diciembre de 2015 un deterioro neto de \$ 477,944,688. Estos montos se integran como se explica a continuación:
 - i. Al 31 de diciembre de 2016 se reconoció una reversa neta de deterioro en los activos fijos por un monto de \$ (331,314,343), originada principalmente por la reversión de \$ (350,686,687) por la reasignación de recursos hacia los proyectos con mayor rentabilidad y flujos netos de efectivo derivados de mayor eficiencia en la extracción de petróleo, así como menores costos de producción, la apreciación del dólar estadounidense frente al peso, por el cambio en el periodo utilizado para estimar los precios a largo plazo de las reservas probadas, el aumento en los años de recuperación de los activos fijos, así como una mejora en los pronósticos de precios de las refinerías y la disminución en la tasa de descuento; y un deterioro de \$ 19,372,344 debido principalmente al hecho de que los flujos de efectivo no fueron suficientes para cubrir el valor de recuperación de los proyectos de exploración y producción por el incremento en inversiones estratégicas en los proyectos de gas y la disminución de la producción en un centro petroquímico. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, la reversa neta de deterioro, así como el deterioro neto, se presentan en el rubro de (Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedad, planta y equipo en el estado consolidado del resultado integral.

Unidad generadora de efectivo Exploración y Producción

Al 31 de diciembre del 2016, Exploración y Producción reconoció una reversa neta de deterioro por \$ (271,709,432) debido principalmente (1) a la reversión de \$ (288,581,670) derivado de: i. la reasignación de recursos hacia los proyectos con mayor rentabilidad y flujos netos de efectivo derivados de mayor eficiencia en la extracción de petróleo, así como menores costos de producción principalmente en los campos de los proyectos Aceite Terciario del Golfo, Cantarell, Crudo Ligerero Marino, Burgos y Antonio J. Bermúdez, ii. la apreciación del dólar estadounidense frente al peso en un 20.1%, ya que el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 fue de \$ 17.2065, comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2016 por \$ 20.6640, debido a que los flujos son determinados en dólares y posteriormente son convertidos a pesos usando el tipo de cambio a la fecha del reporte, y iii. por el cambio en el periodo utilizado para estimar el valor de recuperación de los activos fijos de 20 a 25 años de acuerdo con la modificación en los lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la nación y el informe de los recursos contingentes relacionados; iv. por la reclasificación de reservas probadas, y v. la disminución en la tasa de descuento y (2) un deterioro de \$ 16,872,238 debido principalmente al hecho de que los flujos de efectivo no fueron suficientes para cubrir el valor de recuperación principalmente del proyecto Lakach como resultado del incremento en inversiones estratégicas en los proyectos de gas.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Exploración y Producción 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 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 a la extracción de hidrocarburos, se determina el valor presente neto de las reservas utilizando las siguientes premisas:

Precio promedio de petróleo	60.24 USD/bl
Precio promedio de gas	4.69 USD/mpc
Precio promedio de condensados	40.22 USD/bl
Tasa de descuento	14.36% anual

La producción total pronosticada durante este periodo es de 7,902 mmbpce calculada a un horizonte de 25 años.

En 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.

Unidades Generadoras de efectivo que integran Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2016 se reconoció una reversa neta de deterioro por \$ (52,498,881) debido principalmente a (1) a la reversión de \$ (54,998,987) correspondiente a las refinerías de Madero y Minatitlán, los principales factores que favorecieron esta reversión corresponden a los pronósticos de precios que mejoraron con respecto a las proyecciones de 2015 en donde el mercado petrolero se encontraba muy presionado, otro aspecto importante es la disminución de la tasa de descuento en el Sistema Nacional de Refinerías la cual paso de 13.72% a 12.06%, al incremento en el tipo de cambio al cierre del ejercicio 2016 en 20.1% que pasó de \$ 17.2065 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2015 a \$ 20.6640 al 31 de diciembre de 2016, (2) La unidad generadora de efectivo del complejo procesador de gas Arenque presentó una reversión de deterioro por \$ (268,161), lo anterior debido a una mejora en los precios de los productos generados, a la apreciación del dólar frente al peso y una mejor eficiencia en los gastos operativos y (3) Adicionalmente, tres Unidades Generadoras de Efectivo presentan un deterioro el cual fue de \$ 65,105 para el centro procesador de gas Matapionche, \$ 2,590,870 para el centro petroquímico Cangrejera y \$ 112,292 para Independencia, que se deben a un incremento en los gastos de operación del centro procesador de gas, una disminución en la producción y en el precio del metanol que se produce en los centros petroquímicos.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Transformación Industrial son centros procesadores que se agrupan de acuerdo a sus tipos de procesos en refinerías, complejos procesadores de gas y centros petroquímicos, estos centros producen distintos tipos de productos terminados para venta directa al cliente o productos intermedios que podrían ser procesados por el mismo negocio en otra de sus unidades generadoras de efectivo o por un tercero.

Cada centro de proceso de Transformación Industrial 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).

La elaboración de los flujos se efectuó con base en los planes de negocio de la empresa, sus programas operativos financieros, los pronósticos de precios futuros de los productos relacionados al proceso de las unidades generadoras de efectivo, sus programas presupuestales y a diversos modelos estadísticos que consideran información histórica de los procesos y las capacidades de los distintos centros de proceso.

Unidad Generadora de Efectivo de Refinados

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	52.30 USD por barril procesado (2016-2029)
Volumen procesado	1,100 mbd (promedio 2016-2033)
T.C.	20.6640 mxp/usd
Vida útil de las UGE	14 años en promedio
Tasa de descuento	12.06% 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. Al 31 de diciembre de 2016, el valor de uso de las Refinerías de Minatitlán y Madero fue de \$ 79,113,512. Al 31 de diciembre de 2016, la proyección de los flujos fue considerada por un periodo de hasta 14 años en promedio según la vida útil de cada refinería.

Unidad Generadora de Efectivo de Gas

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a los centros procesadores de gas, se determina el valor presente neto de las reservas, utilizando las siguientes premisas:

Volumen procesado	Variable debido a que los insumos de carga son diversos
T.C.	\$ 20.6640 mxp/usd
Vida útil de las UGE	10 años en promedio
Tasa de descuento	10.72% 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. Al 31 de diciembre de 2016, el valor de uso del Complejo Procesador de Gas Matapionche fue de \$ 572,909. Hasta el 31 de diciembre de 2016, la proyección de los flujos fue considerada por un periodo de hasta 10 años en promedio según la vida útil de cada complejo procesador de gas.

Unidad Generadora de Efectivo de Petroquímicos

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a los Centros Petroquímicos se determina el valor presente neto de las reservas, utilizando las siguientes premisas:

Volumen procesado	Variable debido a que los insumos de carga son diversos
T.C.	\$ 20.6640 mxp/usd
Vida útil de las UGE	4 años en promedio
Tasa de descuento	10.29% 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. Al 31 de diciembre de 2016, el valor de uso de los Centros Petroquímicos Cangrejera e Independencia fue de \$4,148,373. Hasta el 31 de diciembre de 2016, la proyección de los flujos fue considerada por un periodo de hasta 4 años según la vida útil de cada centro petroquímico.

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.

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los ingresos por servicios. El valor de uso de los activos que presentaron reversa de deterioro al 31 de diciembre de 2016 fue de \$ 139,436,715. Hasta el 31 de diciembre de 2016, la proyección de los flujos fue considerada por un periodo de 5 años. La tasa de descuento utilizada fue de 12.63 %.

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 se incluyen \$ (5,829,520), por concepto de reversa de deterioro de los activos de larga duración originado principalmente por una mejora en los costos de operación.

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 consideraron las ventas y los ingresos por servicios. La tasa de descuento utilizada fue de 10.29%.

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 se incluyen \$ (1,276,510), por concepto de reversa de deterioro de los activos de larga duración originado principalmente por una mejora en los costos de operación.

- ii. Al 31 de diciembre de 2015 se reconoció un deterioro en los activos fijos por un monto total de \$ 477,944,688, 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 algunos proyectos.

Unidad Generadora de Efectivo de Exploración y Producción

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Exploración y Producción 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 integrados 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.	\$ 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. Al 31 de diciembre de 2015 el valor de uso de los activos deteriorados fue de \$266,214,532. 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. Las proyecciones de los flujos de efectivo fueron determinadas con las hipótesis mencionadas presentando una tasa de crecimiento decreciente de \$ 394,396,580. Los principales proyectos que resultaron afectados fueron Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermúdez y Burgos.

Unidades Generadoras de efectivo que integran Pemex Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2015 se incluyeron \$ 76,442,079 por concepto de deterioro en los activos de larga duración originado por las UGEs: \$ 75,724,859 (UGEs Refinados), \$ 325,200 (UGEs Gas) y \$ 392,020 (UGEs Petroquímicos).

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. Al 31 de diciembre de 2015 el valor de uso de los activos deteriorados fue de \$1,801,000. 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.

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. Al 31 de diciembre de 2015 el valor de uso de los activos deteriorados fue de \$ 235,000. 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.

Unidad Generadora de Efectivo de Petroquímicos

Las unidades generadoras de efectivo son cada uno de los centros procesadores petroquímicos 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. Al 31 de diciembre de 2015, no hubo valor de uso para estas UGEs. 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.

Unidad generadora de efectivo Logística

Las unidades generadoras de efectivo son los ductos, buques, terminales de almacenamiento y el equipo de transporte terrestre, utilizadas 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 consideraron los ingresos por servicios. Al 31 de diciembre de 2015 el valor de uso de los activos deteriorados fue de \$93,873,919. 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.

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. Al 31 de diciembre de 2015, el valor de uso de los activos deteriorados fue de \$129,843. La tasa de descuento utilizada fue de 7.28%.

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

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 artículo 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 2016, el valor en libros de las inversiones afectadas se integra de la siguiente forma:

	<u>Campos</u>	<u>Importe</u>
Campos asignados temporalmente	6	\$ 2,107,126
Campos solicitados no asignados	44	12,077,947
Áreas exploratorias no asignadas	14	<u>843,960</u>
Total		<u><u>\$ 15,029,033</u></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, 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, 2 plataformas marinas con un horizonte de pago de 10 años.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, los activos adquiridos a través de arrendamiento capitalizable se integran como se menciona a continuación:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Inversión en buque tanques y equipo de perforación	\$ 11,142,197	\$ 11,142,197
Menos depreciación acumulada	<u>(1,274,314)</u>	<u>(1,176,208)</u>
	<u><u>\$ 9,867,883</u></u>	<u><u>\$ 9,965,989</u></u>

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

<u>Años</u>	<u>Pesos</u>	<u>US\$</u>
2017	\$ 2,037,107	98,583
2018	1,941,756	93,968
2019	1,245,341	60,266
2020	1,245,341	60,266
2021	1,245,341	60,266
2022 y posteriores	<u>3,499,546</u>	<u>169,355</u>
	11,214,432	542,704
Menos intereses no devengados a corto plazo	436,619	21,129
Menos intereses no devengados a largo plazo	<u>1,218,753</u>	<u>58,980</u>
Total arrendamiento capitalizable	9,559,060	462,595
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)	<u>1,600,488</u>	<u>77,753</u>
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	<u><u>\$ 7,958,572</u></u>	<u><u>\$ 384,842</u></u>

El gasto por intereses sobre arrendamiento capitalizable, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 fue de \$ 500,654, \$ 450,760 y \$ 242,436, respectivamente.

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

- i. Tasa de 7.96% términos nominales (4.45% en términos reales al 31 de diciembre de 2016).
 - ii. Tasa de 7.96% términos nominales (5.71% en términos reales al 31 de diciembre de 2015).
 - iii. Tasa de 7.96% términos nominales (3.73% en términos reales al 31 de diciembre de 2014).
- g. Ciertos activos de infraestructura utilizados para las actividades de petróleo y gas están garantizando el monto recibido de US\$ 1,100,000 y US\$ 600,000 por la operación y venta de posterior arrendamiento firmados el 17 de junio y 8 de julio de 2016, respectivamente. (ver Nota 15).
- h. Al 31 de diciembre de 2016, algunos activos fueron reclasificados a activos no financieros mantenidos para la venta por un monto de \$7,460,674 (ver Nota 9-b).

13. Activos intangibles

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el saldo de los activos intangibles equivale a \$ 8,639,242 y \$ 14,304,961 respectivamente corresponde a los pozos no asignados a una reserva, la cual se muestra a continuación:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Pozos no asignados a una reserva:		
Saldo al inicio del año	\$ 14,304,961	\$ 14,970,904
Incrementos en obras en construcción	20,526,300	28,725,376
Deducciones contra gastos	(9,798,246)	(13,081,780)
Deducciones contra activo fijo	<u>(16,393,773)</u>	<u>(16,309,539)</u>
Saldo al final del año	<u>\$ 8,639,242</u>	<u>\$ 14,304,961</u>

Adicionalmente PEMEX reconoció los gastos referentes a pozos no exitosos directamente en el estado consolidado del resultado integral por \$ 19,307,838 y \$ 10,131,739 al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.

14. Documentos por cobrar a largo plazo y otros activos

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se integra por:

- a. Documentos por cobrar a largo plazo

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Pagarés emitidos por el Gobierno Federal	\$ 140,578,871	\$ 50,000,000
Otras cuentas por cobrar a largo plazo ⁽¹⁾	<u>8,028,731</u>	<u>-</u>
Documentos por cobrar a largo plazo	<u>\$ 148,607,602</u>	<u>\$ 50,000,000</u>

⁽¹⁾ Principalmente CENAGAS (ver Nota 9-a).

Pagarés emitidos por el Gobierno Federal

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Total de pagarés	\$ 142,124,620	\$ 50,000,000
Menos: porción circulante de los documentos por cobrar ⁽²⁾	<u>1,545,749</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 140,578,871</u>	<u>\$ 50,000,000</u>

⁽²⁾ La porción circulante de los pagarés y los rendimientos por cobrar están registrados en las cuentas por cobrar en el renglón de deudores diversos. (ver Nota 7).

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 asumiría parte de los pagos relacionados con los planes de pensiones y retiro. Un experto independiente revisó el cálculo, la metodología usada y toda la información proporcionada para tales efectos por PEMEX.

De acuerdo con las disposiciones mencionadas y previas 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 provisional no negociable por \$50,000,000 con vencimiento el 31 de diciembre de 2050. El pagaré devengaba una tasa de interés de 6.93% anual. Al 31 de diciembre de 2015, este título se reconoció como un documento por cobrar a largo plazo, una vez concluida la revisión del experto nombrado por la SHCP.

El 5 de agosto de 2016, Petróleos Mexicanos recibió pagarés emitidos por el Gobierno Federal por \$ 184,230,586, a su valor de descuento al 29 de junio de 2016, como parte de la asunción de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación de Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias, a cambio del pagaré de \$50,000,000 entregado a Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015. El 15 de agosto de 2016, Petróleos Mexicanos intercambió \$47,000,000 de estos pagarés por títulos de deuda del Gobierno Federal a corto plazo, conocidos como Bonos de Desarrollo del Gobierno Federal (Bondes D). Petróleos Mexicanos vendió dichos Bonos D a instituciones de la Banca de desarrollo a precios de mercado.

PEMEX reconoció un incremento en el patrimonio por \$ 135,439,612 como resultado del valor de descuento de \$ 184,230,586 de los pagarés al 29 de junio de 2016, menos \$ 50,000,000 del pagaré recibido por Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015, más \$ 1,209,026 en el incremento del valor de descuento de los pagarés del 29 de junio de 2016 al 15 de agosto de 2016, fecha en que fueron recibidos los mismos (ver Nota 21).

Los pagarés emitidos por el Gobierno Federal no son negociables y tienen un valor de descuento total de \$142,124,620 al 31 de diciembre de 2016. PEMEX tiene la intención de conservarlos hasta su vencimiento. Estos pagarés serán convertidos en efectivo anualmente de acuerdo a su valor de descuento a su vencimiento desde 2017 hasta 2042 y con tasas de rendimiento que van del 4.35% a 7.04% como sigue:

<u>Número de pagarés</u>	<u>Vencimiento</u>	<u>Tasa de rendimiento</u>	<u>Monto del Principal (valor de descuento)</u>
1	2017	4.35%	\$ 1,545,749
1	2018	4.65%	2,408,634
1	2019	5.14%	3,402,849
1	2020	5.39%	4,192,132
1	2021	5.57%	4,957,840
5	2022-2026	5.74% a 6.11%	30,986,252
5	2027 a 2031	6.32% a 6.77%	33,280,216
5	2032 a 2036	6.81% a 7.00%	31,370,504
6	2037 a 2042	6.94% a 7.04%	<u>29,980,444</u>
	Total de pagarés		142,124,620
	Menos: porción circulante		<u>1,545,749</u>
	Documentos por cobrar a largo plazo		<u>\$ 140,578,871</u>

Durante el periodo de agosto a diciembre 2016, los rendimientos devengados de los pagarés ascendieron a \$3,597,654, cifra que fue reconocida como ingreso financiero en el estado consolidado de resultados integral.

Las tasas de rendimiento de estos pagarés se encuentran predeterminadas y se mantendrán fijas durante la vida de los mismos. Por lo tanto, estos pagarés no tienen exposición al riesgo de mercado. Asimismo, se considera que estos pagarés no tienen riesgo de incumplimiento, ya que fueron emitidos por el Gobierno Federal en pesos.

b. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el saldo de otros activos se integra como sigue:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Pagos anticipados	\$ 2,558,767	\$ 1,980,260
Otros	<u>6,953,878</u>	<u>5,427,400</u>
	<u>\$ 9,512,645</u>	<u>\$ 7,407,660</u>

15. Deuda

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2016 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 18 de noviembre de 2015, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$ 110,500,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta US\$ 8,500,000. PEMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total establecido en dicha Ley de Ingresos de la Federación (\$ 240,550,000 equivalente a US\$ 15,722,000).

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos 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 Entidades 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, aprobó la propuesta global de financiamiento para el ejercicio fiscal 2016.

Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- a. 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.
- b. El 4 de febrero de 2016, Petróleos Mexicanos emitió un bono por US\$ 5,000,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 62,000,000 en tres tramos: US\$ 750,000 con vencimiento en febrero de 2019 y un cupón de 5.5%, US\$ 1,250,000 con vencimiento en febrero de 2021 y un cupón de 6.375%, US\$ 3,000,000 con vencimiento en agosto de 2026 y un cupón de 6.875%. La emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- c. El 5 de febrero de 2016, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo de una línea de crédito por \$ 7,000,000 con tasa TIIE más 0.55%, pagado en enero de 2017.
- d. El 15 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos emitió un bono por € 2,250,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US \$62,000,000 en dos tramos: € 1,350,000 con vencimiento en marzo de 2019 y un cupón de 3.75%, € 900,000 con vencimiento en marzo de 2023 y un cupón de 5.125%. Los bonos 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.
- e. 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 un plazo de 12 meses, pagado en marzo de 2017.
- f. 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 un plazo de 12 meses, pagado en marzo de 2017.
- g. El 23 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos realizó una nueva emisión de certificados bursátiles por \$ 5,000,000 en tasa variable (TIIE de 28 días más 135 puntos base), con vencimiento en octubre de 2019. Al 31 de diciembre de 2016, la emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- h. 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 un plazo de 12 meses, pagado en marzo de 2017.
- i. El 19 de abril de 2016, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito simple por un monto de € 500,000 a tasa fija de 5.11% y vencimiento en marzo de 2023.
- j. El 31 de mayo de 2016, Petróleos Mexicanos obtuvo US\$ 300,000 de una línea de crédito garantizada con una agencia de crédito a la exportación a tasa variable (LIBOR 6 meses más 135 puntos base), con vencimiento en mayo de 2021.
- k. El 14 de junio de 2016, Petróleos Mexicanos emitió un bono por F 375,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C dos tramos: F 225,000 con vencimiento en junio de 2018 y un cupón de 1.5%, F 150,000 con vencimiento en diciembre de 2021 y un cupón de 2.375%. Los bonos 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.

- l. El 17 de junio de 2016, Pemex Exploración y Producción recibió aproximadamente US\$ 1,100,000 con relación a la venta y posterior arrendamiento de ciertos activos de infraestructura utilizados para las actividades de petróleo y gas. Como parte de esta operación, Pemex Exploración y Producción firmó un contrato de arrendamiento financiero a 15 años, que tendrá una duración en gran parte en la vida económica del activo, a una tasa de 8.38%, en donde éste mantendrá la operación de estos activos y el título y propiedad de los mismos será transferida a Pemex Exploración y Producción al final de este periodo una vez que haya pagado el precio acordado. Esta operación fue reconocida como actividad de financiamiento debido a que PEMEX mantiene todos los riesgos y beneficios asociados con la propiedad del activo y sustancialmente todos los derechos de operación del mismo.
- m. El 8 de julio de 2016, Pemex Transformación Industrial recibió aproximadamente US\$ 600,000 con relación a la venta y posterior arrendamiento de una planta localizada en la refinería de Madero. Como parte de esta operación, Pemex Transformación Industrial firmó un contrato de arrendamiento financiero a 20 años, en virtud del cual mantendrá la operación de esta planta y el título de propiedad de la misma será transferida a Pemex Transformación Industrial al final de este periodo una vez que haya pagado el precio acordado. Esta operación fue reconocida como actividad de financiamiento debido a que PEMEX mantiene todos los riesgos y beneficios asociados con la propiedad del activo y sustancialmente todos los derechos de operación del mismo.
- n. El 26 de julio de 2016, Petróleos Mexicanos colocó ¥ 80,000,000 a una tasa de rendimiento al vencimiento de 0.54% y con vencimiento en julio de 2026. Esta operación está garantizada por el Banco Internacional de Corporación Japones.
- o. El 21 de septiembre de 2016, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por US\$ 4,000,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US \$62,000,000 en dos tramos: US\$ 2,000,000 con vencimiento en septiembre de 2023 y un cupón de 4.625%, US\$ 2,000,000 con vencimiento en septiembre de 2047 y un cupón de 6.750%. La emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- p. El 3 de octubre de 2016, Petróleos Mexicanos realizó una oferta de compra e intercambio conforme a la cual (i) compró US\$ 687,725 sus Bonos remanentes a 8.000% con vencimiento en 2019 y US\$ 657,050 adicional del principal remanente a 5.750% con vencimiento en 2018 y (ii) intercambio de a) US\$ 73,288 de sus Bonos remanentes a 5.750% con vencimiento en 2018 por US\$ 69,302 de principal de sus notas a 4.625%, con vencimiento en 2023 y US\$ 8,059 de Bonos a 6.750% con vencimiento en 2047 y (b) US\$ 1,591,961 de principal remanente a 5.500% con vencimiento en 2044 por US\$ 1,491,941 de principal de sus Bonos a 6.750% con vencimiento en 2047. Los Bonos a 4.625% con vencimiento en 2023 y los Bonos a 6.750% con vencimiento en 2047, están garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios y representan reapertura de los Bonos a 4.625% y 6.750% con vencimiento en 2023 y 2047, respectivamente, emitidos originalmente el 21 de septiembre de 2016.
- q. El 6 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos incrementó el programa de emisión de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de US\$ 62,000,000 a US\$ 72,000,000.
- r. El 13 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la colocación de un bono de US\$ 5,500,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C en tres tramos: US\$ 3,000,000 a tasa fija de 6.50% y vencimiento en marzo de 2027, US\$ 1,500,000 a tasa fija de 5.375% y vencimiento en marzo de 2022, US\$ 1,000,000 a tasa variable (libor más 365 puntos base) y vencimiento en marzo de 2022. Al 31 de diciembre de 2016, la emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

- s. El 14 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito simple por un monto de US\$ 300,000 a tasa variable (libor más 165 puntos base) y amortizable en diciembre de 2019.

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016, PMI HBV obtuvo y pagó de líneas de crédito revolventes por US\$ 11,369,800. Al 31 de diciembre de 2016, no había monto pendiente de pago.

Al 31 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por US\$ 4,750,000 y \$ 23,500,000, de los cuales están disponibles US\$ 4,630,000 y \$ 3,500,000, respectivamente.

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, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y a las 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 establecido en dicha Ley de Ingresos de la Federación (\$195,000,000 equivalentes a US\$ 15,000,000).

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos 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, pagado 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 5 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 2026 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 THIE de 91 días más 95 puntos base, el cual fue desembolsado en su totalidad el 10 de julio de 2015.
- l. El 16 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos realizó una emisión bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$200,000,000 o su equivalente en UDIs por \$7,721,582 en tres tramos: \$650,000 en tasa flotante de THIE más 15 puntos base con vencimiento en noviembre de 2020; se trató de la segunda reapertura de la emisión PEMEX 14; \$6,100,000 con vencimiento en 2026, tasa cupón de 7.47%, se trató de la segunda reapertura de la emisión PEMEX 14-2; 183.9 millones de UDIs equivalentes a \$ 971,582 con vencimiento en enero de 2026 con una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la quinta reapertura de la emisión PEMEX 14-U. La emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- m. El 31 de julio de 2015, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono en el mercado internacional por US\$ 525,000 con la garantía del Export Import Bank de los Estados Unidos, a tasa fija de 2.46%, amortizable semestralmente con vencimiento en diciembre de 2025.

- n. El 4 de agosto de 2015, PMI HBV obtuvo un préstamo por US\$ 250,000, a una tasa de 1.79% con vencimiento en 2018. Este préstamo está garantizado con las 20,724,331 acciones de Repsol.
- o. El 14 de agosto de 2015, Petróleos Mexicanos hizo dos disposiciones por US\$ 250,000 cada una, dentro de sus líneas revolventes en dólares, liquidadas en agosto de 2015.
- p. El 28 de agosto de 2015, Petróleos Mexicanos realizó una operación de refinanciamiento por US\$ 120,000 mediante una disposición en la línea revolviente 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 30 de septiembre de 2023.
- 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 de 2015, 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 F 600,000 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 revolviente 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 TIEE, con vencimiento el 29 de marzo de 2016.
- cc. Adicionalmente se realizaron disposiciones por otros conceptos por US\$ 132,700 durante el periodo enero-diciembre de 2015.
- dd. Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015, PMI HBV obtuvo US\$ 1,540,000 de líneas de crédito revolvente y pagó US\$ 2,040,000. El monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito al 31 de diciembre de 2014 fue de US\$ 500,000. Al 31 de diciembre de 2015 no había monto pendiente de pago de estas líneas de crédito.

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

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 2016 y 2015 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 2016, la deuda documentada se integra como se muestra a continuación:

	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	\$ 1,131,389,914	US\$ 54,751,738
Crédito al comprador	Libor más 0.8% a 0.85%	Varios hasta 2016	2,479,680	120,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.35% a 5.45%, Libor más 0.01% a 1.71%	Varios hasta 2021	84,711,684	4,099,481
Crédito directo	Tasa fija de 5.44% y Libor más 1%	Varios hasta 2018	33,100,587	1,601,848
Crédito sindicado	Libor más 0.85%	Varios hasta 2020	41,056,571	1,986,865
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2023	4,339,826	210,019
Arrendamiento financiero	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2025	9,559,060	462,595
Financiamiento por venta y posterior arrendamiento (Ver actividades de financiamiento de 2016 inciso l) y m) (4)	Tasa fija de 0.45% y 0.7%	Varios hasta 2036	35,513,114	1,718,598
Total en dólares estadounidenses			<u>1,342,150,436</u>	<u>US\$ 64,951,144</u>
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.125% a 6.375%	Varios hasta 2030	196,317,016	€ 9,058,388
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	10,836,200	500,000
Total en euros			<u>207,153,216</u>	<u>€ 9,558,388</u>
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2023	30,800,746	¥ 173,809,300
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 1.56% a 2.56%	Varios hasta 2017	517,286	2,919,056
Total en yenes			<u>31,318,032</u>	<u>¥ 176,728,356</u>
En pesos				
Certificados bursátiles	Certificados de la Tesorería de la Federación (CETES) TIEE menos 0.06% a 0.35% y tasa fija de 7.19% y 9.15%	Varios hasta 2026	\$ 173,151,985	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIEE más 0.55% a 1.25%	Varios hasta 2025	45,563,848	
Crédito sindicado	TIEE más 0.95	Varios hasta 2025	38,536,961	
Crédito revolvente	TIEE más 0.55	En 2016	20,000,000	
Total en pesos			<u>277,254,794</u>	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	53,703,421	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	36,786,665	
Total del principal en moneda nacional	(2)		1,948,366,564	
Más:				
Intereses devengados			27,815,467	
Documentos por pagar a contratistas	(3)		6,988,699	
Total principal e intereses de la deuda			<u>1,983,170,730</u>	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			144,169,619	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo	(3)		4,181,102	
Intereses devengados			27,815,467	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			<u>176,166,188</u>	
Deuda a largo plazo (Nota 16-c.)			<u>\$ 1,807,004,542</u>	

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

	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 0.01% 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	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2023	9,214,921	535,549
Total en dólares estadounidenses			947,485,442	US\$ 55,065,553
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			143,993,317	7,653,434
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			14,684,026	¥ 102,757,358
En pesos				
Certificados bursátiles	Certificados de la Tesorería de la Federación (CETES) 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 revolvente	TIIE más 0.55	En 2016	14,400,000	
Total en pesos			\$ 282,100,950	
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			1,493,381,835	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			169,342,715	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo	(3)		4,677,431	
Intereses devengados			18,488,522	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			192,508,668	
Deuda a largo plazo (Nota 16-C.)			\$ 1,300,873,167	

	2017	2018	2019	2020	2021	2022 en adelante	Total
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 176,166,188	\$ 127,349,970	\$ 162,209,245	\$ 199,534,891	\$ 147,813,212	\$ 1,170,097,224	\$ 1,983,170,730

	<u>2016 (i)</u>	<u>2015 (i)</u>
Movimientos de la deuda:		
Saldo al inicio del año	\$ 1,493,381,835	\$ 1,143,250,503
Captaciones- instituciones financieras	829,579,084	378,971,078
Captaciones - arrendamiento financiero	21,924,053	7,066,052
Amortizaciones	(613,377,146)	(191,318,841)
Intereses devengados	98,847,751	67,773,593
Intereses pagados	(88,757,428)	(62,737,150)
Variación cambiaria	243,182,764	152,676,257
Primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	<u>(1,610,183)</u>	<u>(2,299,657)</u>
Saldo al final del año	<u>\$ 1,983,170,730</u>	<u>\$ 1,493,381,835</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 2016 y 2015, las tasas de interés eran las que siguen: LIBOR tres meses 0.99789% y 0.6127%, respectivamente; LIBOR seis meses 1.31767% y 0.8461%, respectivamente; TIE a 28 días 6.1066% y 3.55%, respectivamente; TIE a 91 días 6.1875% y 3.58%, respectivamente; Cetes a 28 días 5.69% y 3.05%, respectivamente; Cetes a 91 días 5.96% y 3.29%, respectivamente; Cetes a 182 días 6.09% y 3.58% respectivamente.

(2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, de bancos extranjeros fue de \$ 1,600,968,832 y \$ 1,123,936,915, 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:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b)	\$ 6,988,699	\$ 8,307,368
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	<u>4,181,102</u>	<u>4,677,431</u>
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	<u>\$ 2,807,597</u>	<u>\$ 3,629,937</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 2016 y 2015, el saldo pendiente de pago era de \$ 3,986,565 y \$ 5,372,799, 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 2016 y 2015, el saldo era de \$ 3,002,134 (US\$ 145,283) y \$ 2,934,569 (US\$ 170,550), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

<u>Año</u>	<u>US\$</u>
2017	US\$ 25,267
2018	25,267
2019	25,267
2020	25,267
2021	25,267
2022 en adelante	<u>18,948</u>
Total	<u>US\$ 145,283</u>

- (4) PEMEX obtuvo financiamientos con relación a la venta y posterior arrendamiento de ciertos activos de infraestructura, así como una planta, que expiran en diferentes fechas hasta 2036.

Esta operación fue reconocida como actividad de financiamiento debido a que PEMEX mantiene todos los riesgos y beneficios asociados con la propiedad del activo y sustancialmente todos los derechos de operación del mismo.

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

<u>Años</u>	<u>Pesos</u>	<u>US\$</u>
2017	\$ 4,058,336	US\$ 196,396
2018	4,058,336	196,396
2019	4,058,336	196,396
2020	4,058,336	196,396
2021	4,058,336	196,396
2022 y posteriores	<u>45,241,719</u>	<u>2,189,399</u>
	65,533,399	3,171,379
Menos intereses no devengados a corto plazo	2,580,807	124,893
Menos intereses no devengados a largo plazo	<u>27,439,478</u>	<u>1,327,888</u>
Total arrendamiento capitalizable	35,513,114	1,718,598
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)	<u>1,477,529</u>	<u>71,503</u>
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	\$ <u>34,035,585</u>	US\$ <u>1,647,095</u>

- (5) Al 31 de diciembre 2016 y 2015, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Dólar estadounidense	\$ 20.6640	\$ 17.2065
Yen japonés	0.1772	0.14290
Libra esterlina	25.3051	25.4983
Euro	21.6724	18.8084
Franco suizo	20.1974	17.3487
Dólar canadiense	15.2896	12.4477
Dólar australiano	14.8842	12.5538

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, algunas de las compañías subsidiarias PMI han 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 2016, aproximadamente 18.2% 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 2016, PEMEX tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto notional agregado de US\$ 1,846,250, a una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.35% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 8.27 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 notional de US\$ 86,545, a una tasa fija promedio ponderada de 4.17% y plazo a vencimiento promedio de 5.41 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 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, 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.

Con el fin de favorecer esta estructura de flujos, la mayor parte de la deuda de PEMEX se emite en dólares o es cubierta a través de IFD, ya sea con swaps para convertir dicha deuda a dólares o mediante otros IFD, con el fin de mitigar la exposición al riesgo de tipo de cambio. El resto de la deuda se encuentra denominada en pesos o en UDIs, y en el caso de la deuda denominada en UDIs, la mayor parte se ha convertido a pesos a través de IFD con el fin de eliminar la exposición al riesgo inflacionario.

Como consecuencia de lo anterior, toda la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar cuenta con estrategias de mitigación de riesgo cambiario. A través de estas estrategias, PEMEX ha buscado adicionalmente reducir el costo de fondeo manteniendo, en algunos casos, parte de este riesgo descubierto cuando así se evalúa conveniente.

Las divisas subyacentes de los IFD 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 2016, 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 notional agregado de US\$ 3,459,236 y el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto notional agregado de \$ 1,077,101. En 2015, PEMEX contrató IFD del mismo tipo para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros y francos suizos, por un monto notional agregado de US\$ 3,109,298 y el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto notional agregado de \$ 9,706,932.

La mayoría de los swaps de moneda contratados por PEMEX son *plain vanilla*, excepto un swap contratado en 2004 para cubrir exposición al euro, mismo que venció durante 2016. Este swap se denominó 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 era 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 tenía un monto notional de US\$ 1,146,410.

Por otro lado, en 2016 se contrató, sin costo, una estructura de opciones denominada *Seagull Option* con el objetivo de realizar la cobertura de riesgo del notional de una emisión de deuda en yenes por 80,000,000 yenes, manteniendo los cupones en la moneda original (Tasa de cupón de 0.5% anual). Con dicha estructura se protege la exposición corta en yenes ante una apreciación del yen (JPY) contra el dólar a partir de 83.70 JPY/USD y hasta 75.00 JPY/USD, y se cuenta con el beneficio de su depreciación hasta un nivel promedio de 117.39 JPY/USD.

PEMEX registró, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 una pérdida cambiaria por \$ 254,012,743, \$ 154,765,574 y \$ 76,999,161, respectivamente, que incluye principalmente la variación cambiaria de la deuda por \$ 243,182,764, \$ 152,554,454 y \$ 78,884,717, 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, 83.0% al 31 de diciembre de 2016, 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 2016 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 17.2065 por US\$ 1.00 a un tipo de cambio de \$ 20.6640 por US\$ 1.00 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016. 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\$ 1.00 a un tipo de cambio de \$ 17.20650 por US\$ 1.00 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015, lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 77.9% al 31 de diciembre de 2015, estaba denominada en divisa distinta al peso, por lo que la depreciación del peso dio como resultado la pérdida cambiaria.. 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\$ 1.00 a un tipo de cambio de \$ 14.7180 por US\$ 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.

Por otro lado, algunas de las compañías subsidiarias 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 algunas de las compañías subsidiarias 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 Trading se deriva del fondeo para el pago de impuestos en pesos, de manera secundaria, de la necesidad de compra de productos en pesos para su venta en dólares en el mercado internacional, así como por costos 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.

Las exportaciones y las ventas domésticas de PEMEX están directa o indirectamente relacionadas con los precios internacionales de los hidrocarburos, por lo que PEMEX está expuesto a las fluctuaciones de estos precios. En términos de petróleo y gas natural, de acuerdo con el régimen fiscal actual, parte de este riesgo se transfiere al Gobierno de México.

PEMEX evalúa constantemente la implementación de estrategias de mitigación, incluyendo aquéllas que involucran el uso de IFD, considerando la factibilidad operativa y presupuestaria de las mismas.

La exposición de PEMEX ante los precios del petróleo es parcialmente mitigada mediante coberturas naturales entre los flujos de entrada y los de salida. Durante 2016, como resultado de los cambios en el régimen fiscal que le aplica a PEMEX, la sensibilidad a los precios del crudo disminuyó. No obstante, PEMEX ha estado trabajando en una estrategia de cobertura para los próximos años con el fin de reducir la exposición ante las caídas en los precios del petróleo.

En 2015, PEMEX llevó a cabo coberturas a través de IFD tipo swap sobre el precio de importación del propano, para una porción del volumen total de importación del año, dichas operaciones se contrataron con vencimiento en 2015. 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. Durante 2016, PEMEX no realizó coberturas de este tipo.

Por otro lado, como servicio adicional a la oferta del suministro de gas natural, Pemex Transformación Industrial 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 Transformación Industrial 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 Transformación Industrial con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A través del esquema anterior, Pemex Transformación Industrial mantiene una exposición al riesgo de mercado prácticamente nula. Estos portafolios cuentan con límites de VaR y Capital en Riesgo ("CaR" - Una agregación de Mark to Market "MtM" y Pérdidas y Ganancias "P&G") 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 2016 Petróleos Mexicanos no registra participación accionaria en compañías que no cotizan en bolsa, por lo que no existen IFD que correspondan a este concepto. En mayo de 2014, Petróleos Mexicanos conservaba una posición sintética larga (tenencia) sobre 67,969,767 acciones de la empresa Repsol 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 Petróleos Mexicanos 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.

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. 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 2012, 2013 y 2014 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, se decidió tratarlos contablemente como instrumentos de negociación.

Al 31 de diciembre de 2016, PMI HBV posee 22,221,893 acciones de Repsol, y HPE tiene una acción de Repsol, para hacer un total de 22,221,894, las cuales no tienen ningún IFD asociado.

v. Cuantificación de riesgo de mercado

Con el fin de presentar la exposición al riesgo de mercado prevaeciente 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 2016 es de \$ (461.6) para el portafolio de Tesorería MXP, de \$(38.6) para el portafolio de FOLAPE, de \$(15.5) 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 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. El incremento de 10pb permite estimar de manera sencilla el impacto para valores proporcionales a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieros.

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			Curva PEMEX
	Sensibilidad financiamiento	Sensibilidad derivados	Sensibilidad neto	Sensibilidad financiamiento
AUD	36,676	(36,676)	0	36,319
Franco suizo	4,446,080	(4,446,080)	0	4,032,264
Euro	67,026,628	(67,026,628)	0	49,162,441
Libra esterlina	2,869,215	(2,869,215)	0	2,462,337
Yen	9,642,639	(4,653,708)	4,988,931	6,741,888
Peso	47,171,321	3,096,961	50,268,282	40,695,583
UDI	17,737,545	(10,382,347)	7,355,198	14,291,786
US\$	729,563,673	75,281,102	804,844,774	352,524,570

*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 2016, 2015 y 2014, 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 2016 hubiera sido mayor en \$ 841,024, la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido mayor en \$ 922,268 y la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido mayor en \$ 7,297,773, 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 2016 hubiera sido menor en \$ 841,024, la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido menor en \$ 922,268 y la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido menor en \$ 7,297,773, 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. El incremento de 1% permite estimar de manera sencilla el impacto para valores proporcionales a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieros.

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	(1,139,617)	1,139,617	0	0	(1,135,496)
Franco suizo	(13,757,737)	13,757,737	0	0	(12,809,496)
Euro	(126,172,455)	126,172,455	0	0	(104,578,013)
Libra esterlina	(6,219,613)	6,219,613	0	0	(5,503,942)
Yen	(17,156,740)	11,818,964	(5,337,775)	(6,091,892)	(13,725,191)
Peso	(161,626,313)	(21,079,370)	(182,705,683)	(234,335,192)	(153,507,202)
UDI	(27,466,689)	20,246,729	(7,219,960)	(9,526,703)	(24,588,646)

*Cifras en USD

Como se puede observar en el cuadro anterior, el riesgo cambiario de la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar se encuentra cubierto prácticamente en su totalidad por los IFD contratados.

La exposición cambiaria al yen es resultado de que, bajo los niveles de mercado a cierre de año (116.6 JPY/USD), la estructura *Seagull Option* antes descrita (protege la exposición corta en yenes ante una apreciación del yen contra el dólar a partir de 83.70 JPY/USD y hasta 75.00 JPY/USD) beneficia a PEMEX por la depreciación.

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 2016, 2015 y 2014, 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 2016 hubiera sido mayor en \$ 124,512,400, la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido mayor en \$ 105,915,340 y la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido mayor en \$ 70,280,300, 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 2016 hubiera sido menor en \$ 124,512,400, la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido menor en \$ 105,915,340 y la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido menor en \$ 70,280,300, 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 500 observaciones del precio de la acción de Repsol en euros convertido a dólares. Adicionalmente, se presenta de manera informativa la sensibilidad ante un incremento de 1% en el tipo de cambio del euro respecto al dólar.

Derivados de títulos accionarios de terceros

<u>Divisa</u>	<u>Acciones</u>	<u>Riesgo Accionario</u>		<u>Riesgo cambiario</u>
		<u>Valor acciones</u>	<u>VaR EQ</u>	<u>1%</u>
Euro	22,221,894	313,635,679	(11,539,301)	3,136,357

Cifras en USD

Riesgo por precio de hidrocarburos

En ocasiones Pemex Transformación Industrial 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 2016, el portafolio de IFD de gas natural de Pemex Transformación Industrial 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 CaR acotados por límites establecidos.

Cabe señalar que no se realizó un análisis de sensibilidad para los instrumentos financieros denominados cuentas por cobrar y por pagar, como se definen en los estándares contables. Lo anterior, debido a que la liquidación de los mismos es de corto plazo, por lo que no se considera que exista un riesgo de mercado. La mayoría de estos instrumentos se encuentran referenciados al precio de los hidrocarburos.

En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y contrastados con los límites máximos aplicables a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

El VaR global asociado al riesgo de mercado sobre *commodities* de PMI Trading al 31 de diciembre de 2016, 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\$ (23,198); con un nivel mínimo de US\$ (4,145) registrado el 16 de febrero de 2016 y un máximo de US\$ (23,198) registrado el 30 de diciembre de 2016. Al 31 de diciembre de 2015, el VaR de la cartera global se ubicaba en US\$ (12,789).

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 2016 en cinco swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en libras esterlinas, y durante 2015, en nueve swaps contratados para cubrir la exposición al riesgo cambiario en euros y dólares australianos. 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. Durante 2016 no se contrató ninguna operación con esta característica.

Adicionalmente, durante 2016 PEMEX contrató IFD con cláusulas de *mandatory early termination* (mediante las cuales, en una fecha determinada, independientemente del valor del MtM de la operación, se realiza la terminación anticipada del IFD con la liquidación del MtM correspondiente, pudiendo contratar el IFD con la misma contraparte o con una nueva), que reducen el riesgo crediticio generado por el plazo del IFD al acortarlo a una fecha específica. Al 31 de diciembre de 2016, PEMEX tiene contratados tres swaps de euro y dos estructuras *Seagull Option* de yen, con cláusulas de terminación en 2018 y 2021, respectivamente.

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	0	0	0	0	0	0
A	0	339	578	671	269	124	0
A-	0	192	273	237	216	224	0
BBB+	0	561	1193	1362	1034	898	259
BBB	0	110	160	189	206	139	0

Cifras en millones de USD

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2016, 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	\$ 21,774.77
mxAA	250.35
mxA	<u>70.01</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.

PEMEX mantenía 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. Al 31 de diciembre de 2016 PEMEX no registra inversiones en notas estructuradas.

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 Pemex Transformación Industrial, 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 2016, Pemex Transformación Industrial mantiene un valor razonable, incluyendo primas diferidas, de \$ 0 para clientes con línea de crédito exenta de garantías y \$ 514,126 con los clientes que cuentan con línea de crédito garantizada. El importe total de las líneas de crédito exentas de garantías asciende a \$ 1,025,852,430 con un 0% de utilización, mientras que el importe total de líneas de crédito garantizadas asciende a \$ 57,884,274 con un 1% de utilización.

Al 31 de diciembre de 2016, 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 Pemex Transformación Industrial.

Al 31 de diciembre de 2016, Pemex Transformación Industrial mantiene operaciones con IFD con 11 clientes, de los cuales 10 son clientes industriales (91%) y uno es mixto (9%). Con los clientes industriales se tiene el 77% del volumen total (MMBtu) de IFD y con el cliente mixto el 23%.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existe saldo a favor de Pemex Transformación Industrial por colaterales enviados a Mex Gas Supply, S.L., la filial de Pemex Transformación Industrial. 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 Pemex Gas y Petroquímica Básica ahora Pemex Transformación Industrial, 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 Pemex Transformación Industrial 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 Transformación Industrial

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A	0.68	0.68	0.27	-	-	-	-
A-	2.95	2.95	2.47	-	-	-	-
BBB+	1.16	1.16	0.34	-	-	-	-

*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 compra-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\$ 1,500,000 con vencimiento en diciembre de 2019 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 algunas de las compañías subsidiarias 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 compañías cuentan con acceso a líneas de crédito bilaterales con instituciones financieras hasta por un monto de US\$ 1,450,000.

Algunas de las compañías subsidiarias 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 las 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 2016 y 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 swaps de tasa de interés, swaps de moneda y opciones 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 del mercado interbancario 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 Kiorex 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, ya sea descontando los flujos de efectivo con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original o mediante otros modelos de valuación comúnmente utilizados en el mercado para ciertos instrumentos específicos.
- 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 2016 ⁽¹⁾

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2022 en adelante	Valor total en libras	Valor razonable
	2017	2018	2019	2020	2021			
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	\$ 15,759,027	\$ 86,161,096	\$ 65,642,616	\$ 62,440,943	\$ 98,858,992	\$ 826,093,574	\$ 1,154,956,248	\$ 1,137,936,275
Tasa de interés promedio (%)							5.6541%	
Tasa fija (yenes)	517,286	-	-	-	-	19,459,306	19,976,592	17,336,203
Tasa de interés promedio (%)							1.3665%	
Tasa fija (libras)	-	-	-	-	-	8,825,434	8,825,434	11,373,345
Tasa de interés promedio (%)							8.2500%	
Tasa fija (pesos)	-	-	-	10,048,950	26,457,671	90,393,507	120,900,128	160,930,040
Tasa de interés promedio (%)							7.4678%	
Tasa fija (UDI)	-	-	17,319,897	4,464,787	3,630,557	28,288,180	53,703,421	50,809,979
Tasa de interés promedio (%)							4.0559%	
Tasa fija (euros)	26,006,880	-	29,198,138	28,061,554	-	123,886,644	207,153,216	216,100,006
Tasa de interés promedio (%)							3.9581%	
Tasa fija (francos suizos)	-	4,539,022	6,056,338	12,102,748	3,031,480	-	25,729,588	26,469,543
Tasa de interés promedio (%)							1.8385%	
Tasa fija (dólares australianos)	2,232,195	-	-	-	-	-	2,232,195	2,346,390
Tasa de interés promedio (%)							6.1250%	
Total de deuda a tasa fija	44,515,388	96,700,118	118,216,989	117,118,982	125,978,700	1,096,946,645	1,593,476,822	1,623,301,781
Tasa variable (dólares)	38,811,320	27,907,661	15,984,547	52,726,647	13,366,336	45,385,885	194,182,396	195,838,382
Tasa variable (yen)	-	-	-	11,341,440	-	-	11,341,440	11,025,531
Tasa variable (pesos)	65,024,075	8,742,191	28,007,709	16,347,822	8,466,176	27,764,693	156,354,666	158,109,920
Total de deuda a tasa variable	103,835,395	36,649,852	43,992,256	82,415,909	21,832,512	73,150,578	361,678,502	364,973,833
Deuda total	\$ 148,350,783	\$ 127,349,970	\$ 162,209,245	\$ 199,534,891	\$ 147,811,212	\$ 1,170,097,223	\$ 1,955,155,324	\$ 1,988,275,614

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 2016 de \$ 20.664 = USD\$ 1.00; \$ 0.17721 = 1.00 Yen japonés; \$ 25.30513 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.562883 = 1.00 UDI; \$ 21.6724 = 1.00 Euro; \$ 20.19744 = 1.00 Franco suizo y \$ 14.88428 = 1.00 Dólar australianos.

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2015 ⁽¹⁾

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2021 en adelante	Valor total en libras	Valor razonable
	2016	2017	2018	2019	2020			
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	\$ 12,829,312	\$ 11,855,937	\$ 82,984,743	\$ 52,181,092	\$ 56,502,077	\$ 528,285,394	\$ 738,638,555	\$ 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	128,510,913	176,496,022
Tasa de interés promedio (%)							7.5851%	
Tasa fija (UDI)	-	-	-	16,754,153	4,318,678	30,892,053	51,964,884	44,956,784
Tasa de interés promedio (%)							5.3275%	
Tasa fija (euros)	15,987,190	22,513,392	-	-	24,308,184	81,184,552	143,993,318	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	1,996,003
Tasa de interés promedio (%)							6.1250%	
Total de deuda a tasa fija	37,150,795	36,666,195	82,984,743	74,135,337	99,585,267	764,481,086	1,095,003,423	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)	-	-	-	-	5,145,600	-	5,145,600	8,446,427
Tasa variable (euros)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa variable (pesos)	38,814,538	29,895,944	6,619,552	22,402,913	18,211,267	35,145,822	153,590,036	152,252,128
Total de deuda a tasa variable	136,869,351	56,340,856	27,795,235	33,585,815	70,317,994	52,980,641	379,889,892	372,498,334
Deuda total	\$ 174,020,146	\$ 93,007,051	\$ 110,779,978	\$ 107,721,152	\$ 169,903,261	\$ 817,461,727	\$ 1,474,893,315	\$ 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 los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2016^{(1) (2)}

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2022 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
	2017	2018	2019	2020	2021			
Instrumentos de Cobertura^{(2) (4)}								
IFD de tasa de interés								
Swaps de tasa de interés (Dólares americanos)								
Variable a fija	\$ 4,899,645	\$ 4,912,743	\$ 4,926,477	\$ 4,940,613	\$ 4,894,180	\$ 15,365,634	\$ 39,939,292	\$ 164,716
Tasa de pago promedio	2.76%	2.66%	3.35%	3.83%	4.04%	4.57%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	2.95%	2.99%	3.03%	3.06%	3.11%	3.33%	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	34,775,198	-	31,223,821	29,992,556	-	133,024,913	229,016,488	(16,484,533)
Recibe yenes/Paga Dólares americanos	532,711	-	-	17,697,534	-	4,987,289	23,217,534	(6,132,633)
Recibe libras esterlinas/Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	10,767,349	10,767,349	(211,207)
Recibe UDI/Paga pesos	-	-	23,740,341	3,540,220	3,000,000	14,313,196	44,593,759	(2,132,236)
Recibe Francos Suizos/Paga Dólares americanos	-	4,736,567	6,789,326	12,060,700	3,127,139	-	26,713,732	(789,449)
Recibe Dólares Australianos/Paga Dólares americanos	2,459,429	-	-	-	-	-	2,459,429	(126,796)
Opciones de Moneda								
Compra Put, Vende Put y Vende Call sobre yenes	-	-	-	-	-	14,133,580	14,133,580	(301,131)

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 2016 de \$ 20.664= USD\$ 1.00 y \$ 21.6724 = 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 de las compañías subsidiarias 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 2015^{(1) (2)}

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2021 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable ⁽³⁾
	2016	2017	2018	2019	2020			
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	\$ 37,325,779	\$ (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	83,795,246	162,736,612	(19,088,133)
Recibe yenes/Paga Dólares americanos	887,184	443,581	-	-	14,736,383	4,152,816	20,219,964	(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 de Comercializadoras 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 evalúa periódicamente la exposición a los precios internacionales de hidrocarburos, tasas de interés y tipos de cambio del Grupo, 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.

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 2016 y 2015 no se han reconocido efectos por derivados implícitos (por moneda o por índice).

Tratamiento contable

PEMEX contrata 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, por lo cual se contabilizan 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, del estado consolidado del resultado integral.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 \$ (26,010,486) y \$ (25,699,581), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 2016 y 2015, 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, ya sea descontando con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original o mediante otros modelos de valuación comúnmente utilizados en el mercado para ciertos instrumentos específicos.
- La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

IFD	Posición	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
		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	\$ 20,018,250	\$ (90,451)	\$ 18,819,609	(245,232)
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 6M + spread	18,132,660	312,210	16,776,338	127,586
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nocional en UDI.	23,740,341	(4,815,373)	16,105,371	(207,713)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	20,853,418	2,683,138	19,776,317	501,968
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	5,520,000	(116,507)	5,483,580	(475,356)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.	17,697,534	(6,016,126)	14,736,383	(4,943,807)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	229,016,488	(16,484,533)	162,738,612	(19,088,133)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	10,767,349	(211,207)	10,951,197	(693,597)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	26,713,732	(789,449)	15,696,040	(281,999)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en AUD.	2,459,429	(126,796)	2,047,918	(46,526)
Opciones de divisas	PEMEX compra put, vende put y vende call	14,133,580	(301,131)	-	-
Swaps de Gas Propano	PEMEX Recibe variable	-	-	1,702,618	(276,553)
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	(160,214)	(25,145)	(240,934)	37,675
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	157,545	27,869	236,960	(32,990)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	73,653	11,548	269,091	5,426
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	(73,653)	(11,488)	(269,091)	(5,310)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	1,788,382	(57,043)	1,729,833	(75,019)
Subtotal			<u>\$ (26,010,486)</u>		<u>\$ (25,699,580)</u>

IFD	Mercado	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros	Bursátil	-	-	0.4	\$ (7,994)
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	4.1	\$ (688,016)	11.6	\$ 550,952

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 \$ 20.664 y \$ 17.2065 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$21.6724 pesos por euro al 31 de diciembre de 2016 y de \$ 18.80843 pesos por euro al 31 de diciembre de 2015.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, PEMEX reconoció una pérdida neta de \$ 14,000,987, \$ 21,449,877 y \$ 9,438,570, 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 2016 y 2015.

		Derivados en el activo	
		Valor razonable	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2016	2015
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 divisas	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	11,548	5,432
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	4,503,550	1,426,626
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	30,162	41,462
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	127,586
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	312,210	-
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		<u>4,857,470</u>	<u>1,601,106</u>
Total activo		<u>\$ 4,857,470</u>	<u>\$ 1,601,106</u>
		Derivados en el pasivo	
		Valor razonable	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2016	2015
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 divisas	Instrumentos financieros derivados	(301,131)	-
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(11,488)	(5,316)
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	(30,380,405)	(26,661,789)
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(27,438)	(36,777)
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	(276,553)
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	(147,494)	(320,252)
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		<u>(30,867,956)</u>	<u>(27,300,687)</u>
Total pasivo		<u>\$ (30,867,956)</u>	<u>\$ (27,300,687)</u>
Total IFD neto		<u>\$ (26,010,486)</u>	<u>\$ (25,699,581)</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 2016, 2015 y 2014, 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	
		2016	2015
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	\$ -	\$ -
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(1,925,969)	1,387,177
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		
Opciones de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(298,789)	
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(671)	4,786
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(11,633,605)	(21,358,898)
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	831	4,355
Swaps de petrolíferos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	-
Swaps de propano	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(3,805)	(1,136,188)
Swaps de tasa de interés	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(138,979)	(351,109)
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	-
Total		\$ (14,000,987)	\$ (21,449,877)
			<u>2014</u>
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		\$ -
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(146,415)
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		4,696,862
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(93,715)
Opciones de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		-
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		4,535
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		2,402,992
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(15,815,498)
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		4,977
Swaps de petrolíferos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		-
Swaps de propano	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		-
Swaps de tasa de interés	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(492,308)
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		-
Total			\$ (9,438,570)

C. Jerarquías de valor razonable

PEMEX valúa sus IFD 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 financieros 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.

Las tablas siguientes presentan información de los activos y pasivos financieros 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 2016 y 2015:

	Jerarquía del valor razonable			Total 2016
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Activos:				
Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ 4,857,470	\$ -	\$ 4,857,470
Activos financieros disponibles para la venta	6,463,096	-	-	6,463,096
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	-	-	23,154,632	23,154,632
Pasivos:				
Instrumentos financieros derivados	-	(30,867,956)	-	(30,867,956)
				<u>Total 2015</u>
Activos:				
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)

Cuando las cotizaciones de mercado no están disponibles para medir el valor razonable de los IFD 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. Estas cotizaciones de mercado son ajustadas internamente usando modelos estándar de precios de mercado para IFD de tasa de interés, moneda, activos y commodities.

La siguiente tabla muestra el valor en libros y el valor razonable estimado del resto de los activos y pasivos financieros, los cuales no se valúan a valor razonable, al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	2016		2015	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 163,532,513	\$ 163,532,513	\$ 109,368,880	\$ 109,368,880
Cuentas por cobrar, neto	133,220,527	133,220,527	79,245,821	79,245,821
Documentos por cobrar a largo plazo	148,607,602	148,607,602	50,000,000	50,000,000
Pasivos:				
Proveedores	151,649,540	151,649,540	167,314,243	167,314,243
Cuentas y gastos acumulados por pagar	18,666,607	18,666,607	13,237,407	13,237,407
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	176,166,188	176,166,188	192,508,668	192,508,668
Deuda a largo plazo	1,807,004,542	1,812,109,426	1,300,873,167	1,265,519,157

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, Activos financieros disponibles para la venta, Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas, Documentos por cobrar a largo plazo y Deuda se detalla en las siguientes Notas, respectivamente:

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

17. Beneficios a los empleados

Hasta diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias tenían únicamente un plan de pensiones y jubilaciones de beneficio definido para el retiro de sus trabajadores, al cual éstos no contribuían. A partir de 2016, se cuenta además con un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida, en el que tanto Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias 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. Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias tienen establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos independientes y que incluyen la pensión por incapacidad y post mortem de la muerte de pensionados.

Para el plan de beneficio definido, Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias cuentan con fideicomisos para el fondeo de los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (presupuesto 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.

Los montos totales reconocidos por estas obligaciones al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se muestran a continuación:

<u>Pasivo por Beneficios Definidos</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del año	\$ 1,202,624,665	\$ 1,258,480,019
Pasivo por otros beneficios a largo plazo	<u>17,784,771</u>	<u>20,905,422</u>
Pasivo por beneficios definidos al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera	<u>\$ 1,220,409,436</u>	<u>\$ 1,279,385,441</u>

El detalle de los beneficios se muestra a continuación:

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

<u>Pasivo por Beneficios Definidos</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Pasivo por beneficios definidos al inicio del período	\$ 1,258,480,019	\$ 1,455,240,835
Reconocimiento de las modificaciones al plan de pensiones	(571,713)	(198,951,179)
Costo laboral del Servicio Actual	23,111,918	34,680,772
Interés Neto	90,527,624	99,671,447
Costo por servicios pasados	(33,244)	
Pago de beneficios definidos	(4,892,767)	(4,291,090)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	(149,533,263)	(54,415,586)
Cambios en supuestos Demográficos	4,842,109	(46,507,299)
Por experiencia durante el ejercicio	36,103,857	21,875,522
En activos durante el ejercicio	285,123	366,511
Efecto de adopción en subsidiaria	(1,742)	-
Contribuciones al fondo	<u>(55,693,256)</u>	<u>(49,189,914)</u>
Pasivo por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,202,624,665</u>	<u>\$ 1,258,480,019</u>

El monto de las pérdidas y (ganancias) actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo reconocidas en otros resultados integrales neto de impuesto sobre la renta diferido por \$(106,387,640), generadas en el período 2016 y por \$(78,680,852) en 2015, independientemente del incremento normal que sufrieron de un año a otro las obligaciones por concepto de cambios en la población, edad, antigüedad, salario, pensiones y prestaciones, obedecen, principalmente, al aumento en las tasas de descuento y de rendimiento de los activos del plan, al pasar de 7.41% en 2015 a 8.17% en 2016.

<u>Cambios en los activos del plan</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Activos del plan al inicio del año	\$ 5,228,909	\$ 2,993,244
Rendimiento esperado de los activos	742,477	340,335
Pagos con cargo al fondo de pensiones	(51,889,821)	(46,843,824)
Contribuciones de la empresa al fondo	55,693,256	49,189,912
Ganancia / (Pérdida) actuarial de activos	<u>(285,155)</u>	<u>(450,758)</u>
Activos del plan al final del año	<u>\$ 9,489,666</u>	<u>\$ 5,228,909</u>

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 contribución esperada para el Fondo en Fideicomiso para el próximo período (2017) asciende a \$ 53,387,230 y los pagos esperados para 2017 es de \$ 60,851,407.

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

Activos del Plan	2016	2015
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 5,906,660	\$ 343,488
Activos Financieros disponibles para la venta	2,694,291	4,061,655
Instrumentos de deuda	<u>888,715</u>	<u>823,766</u>
Suman los activos del plan	<u>\$ 9,489,666</u>	<u>\$ 5,228,909</u>

Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)	2016	2015
Obligaciones por beneficios definidos al inicio del año	\$ 1,263,708,928	\$ 1,458,234,079
Costo laboral del servicio actual	23,107,851	34,693,923
Costo financiero	91,270,383	100,049,689
Costo por servicios pasados	(33,244)	(66,160)
Pagos de beneficios definidos	(56,778,359)	(51,134,915)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral	(108,589,515)	(79,116,509)
Modificaciones al plan	<u>(571,713)</u>	<u>(198,951,179)</u>
Obligaciones por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,212,114,331</u>	<u>\$ 1,263,708,928</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 -12.27% y 15.53%, respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 22.75% y -17.38%, 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 2016).

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

Las siguientes tablas 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 2016 y 2015.

Activos del plan:	Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2016			Total
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 5,906,660	\$ —	\$ —	\$ 5,906,660
Activos Financieros				
disponibles para la venta	2,694,291	—	—	2,694,291
Instrumentos de deuda	888,715	—	—	888,715
Total	\$ 9,489,666	\$ —	\$ —	\$ 9,489,666

Activos del plan:	Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2015			Total
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 343,488	\$ —	\$ —	\$ 343,488
Activos Financieros				
disponibles para la venta	4,061,655	—	—	4,061,655
Instrumentos de deuda	823,766	—	—	823,766
Total	\$ 5,228,909	\$ —	\$ —	\$ 5,228,909

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

	2016	2015
Tasa de incremento de los salarios	4.77%	5.00%
Tasa de incremento de las pensiones	3.75%	3.75%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	7.65%
Supuesto de inflación	3.75%	3.75%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	8.17%	7.41%
Duración promedio de la obligación (años)	17.67	19.31

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 y las Entidades Subsidiarias tienen establecidos otros planes de beneficios a largo plazo para sus trabajadores, a los cuales los empleados 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.

Los montos reconocidos por las obligaciones a largo plazo al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Cambios en el pasivo neto proyectado de Otros Beneficios a Largo Plazo	2016	2015
Pasivo/(Activo) por beneficios definidos al inicio del periodo	\$ 20,905,422	\$ 18,847,693
Cargo a resultados del periodo	3,420,158	5,818,221
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	(3,028,211)	(1,746,245)
Cambios en supuestos Demográficos	(119,982)	(40,831)
Por experiencia durante el ejercicio	(3,390,396)	(1,973,416)
Pagos de Beneficios	(2,220)	-
Pasivo por beneficios definidos al final del año	\$ 17,784,771	\$ 20,905,422

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

	2016	2015
Tasa de incremento de los salarios	4.77%	5.00%
Supuesto de inflación	3.75%	3.75%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	8.17%	7.41%
Duración promedio de la obligación (años)	17.67	19.31

Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determinó considerando la curva cupón cero gubernamental generada a partir de 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 2016 y 2015, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2016	2015
Provisión gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 12)	\$ 64,967,710	\$ 56,894,695
Provisión juicios en proceso (ver Nota 25)	15,119,692	12,775,263
Provisión gastos protección ambiental	8,230,476	3,521,838
	\$ 88,317,878	\$ 73,191,796

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

	Taponamiento de pozos	
	2016	2015
Saldo al inicio del año	\$ 56,894,695	\$ 52,460,749
Incremento de la provisión contra el activo fijo	(3,878,503)	5,067,782
Tasa de descuento contra resultados	11,968,966	(608,160)
Aplicación de la provisión	(17,448)	(25,676)
Saldo al final del año	\$ 64,967,710	\$ 56,894,695
	Juicios en proceso	
	2016	2015
Saldo al inicio del año	\$ 12,775,263	\$ 19,787,440
Incremento de la provisión contra resultados	3,049,202	2,013,242
Disminución de la provisión contra resultados	(632,806)	(2,608,494)
Aplicación de la provisión ⁽¹⁾	(71,967)	(6,416,925)
Saldo al final del año	\$ 15,119,692	\$ 12,775,263
	Gastos ambientales	
	2016	2015
Saldo al inicio del año	\$ 3,521,838	\$ 6,174,754
Incremento de la provisión contra resultados	6,118,454	1,087,867
Reversión de la provisión	(1,347,285)	(3,622,807)
Aplicación de la provisión	(62,531)	(117,976)
Saldo al final del año ⁽²⁾	\$ 8,230,476	\$ 3,521,838

⁽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.

⁽²⁾ 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.

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 realizar 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		
	2016	2015	2014
Actividades de inversión			
Activos financieros disponibles para la venta	\$ 207,816	\$ (3,206,316)	\$ (765,412)
Actividades de financiamiento			
Efecto en el patrimonio de beneficios a empleados ⁽ⁱ⁾	106,277,761	78,556,569	(275,962,370)
Costo neto del periodo del pasivo laboral ⁽ⁱ⁾	109,738,416	(62,549,142)	121,723,328
Contratos de obra pública financiada	146,217,292	2,001,093	3,207,947
Efecto acumulado por conversión	21,386,902	13,262,101	11,379,657
Intereses devengados no pagados	9,326,945	4,816,784	3,856,736

⁽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 y derechos

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 y la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio 2015, respectivamente, mismas que entraron en vigor el 1° de enero de 2015. Ambos ordenamientos establecieron a partir de esta última fecha el nuevo régimen fiscal para Petróleos Mexicanos aplicable a las asignaciones y a los contratos.

Régimen fiscal aplicable a Asignaciones

El régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, consiste en los siguientes Derechos:

a. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC).

A partir del 1 de enero de 2015, Pemex Exploración y Producción está obligada a pagar el DUC.

Este derecho se determinó aplicando la tasa de 68.75% y 70% para 2016 y 2015 respectivamente, a la diferencia que resultó 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%.

Durante 2016 se causó DUC por un total de \$ 304,299,019, según cifras de la declaración anual normal de ejercicio 2016, misma que se presentó el 3 de abril, el cual se acreditó de la siguiente forma: anticipos mensuales \$ 301,050,325 quedado un saldo a cargo por \$ 3,248,694.

Durante 2015 Pemex Exploración y Producción causó DUC por un total de \$ 375,990,409, cubriendo a cuenta de los pagos provisionales mensuales la cantidad de \$ 266,136,000 y pagos provisionales mensuales por \$ 85,234,004, quedando un saldo a cargo por \$ 24,620,405 al cierre de diciembre 2015.

El resultado contable difiere del resultado fiscal para efectos del DUC, principalmente por diferencias en depreciación, gastos no deducibles y otros. Tales diferencias ocasionan un DUC diferido.

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

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
DUC diferido activo:		
Provisiones	\$ 570,544,863	\$ 34,632,301
Total de DUC diferido activo	<u>570,544,863</u>	<u>34,632,301</u>
DUC diferido pasivo:		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(473,406,721)	(29,231,976)
Total de DUC diferido pasivo	<u>(473,406,721)</u>	<u>(29,231,976)</u>
Activo diferido neto	97,138,142	5,400,325
Reserva de activo diferido ⁽¹⁾	<u>(69,486,571)</u>	<u>(5,400,325)</u>
Activo a largo plazo, neto	<u>\$ 27,651,571</u>	<u>\$ -</u>

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

El beneficio esperado por DUC es 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>2016</u>	<u>2015</u>
Gasto esperado:	\$ 159,897,683	\$ 200,925,491
(Incremento) reducción resultante de:		
Ingresos no acumulables	(423,761,673)	483,449,494
Gastos no deducibles	263,863,990	(684,374,984)
Valor de la producción	441,655,000	483,916,169
Derechos deducibles	(29,918,201)	(34,200,348)
Límite de deducciones	<u>(107,437,780)</u>	<u>(73,033,117)</u>
Gasto por derecho a la utilidad compartida	<u>\$ 304,299,019</u>	<u>\$ 376,682,705</u>

El 18 de abril de 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el decreto por el que se otorgó un estímulo fiscal a Pemex Exploración y Producción (asignatario) respecto del porcentaje aplicable para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones en el cálculo del DUC en áreas terrestres o en áreas marítimas con tirante de agua inferior a 500 metros. El estímulo se otorgó para garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción de hidrocarburos realizadas por el Estado mediante asignaciones, debido a que los precios de los hidrocarburos a nivel internacional presentaban un descenso significativo a finales de 2015 y principios de 2016 combinado con una plataforma de producción de petróleo históricamente baja en México, evitando con ello y otras acciones que las condiciones económicas imperantes a nivel global afectasen la economía nacional. El beneficio que se obtuvo por la aplicación de este decreto fue de \$ 40,213,913.

También se otorgó por parte del Gobierno Federal un estímulo fiscal por la cantidad de \$ 28,439,379 el 16 de noviembre de 2016. Este estímulo consistió en un crédito contra el DUC como medida para atenuar el impacto generado en el entorno financiero de las empresas asignatarias de exploración y extracción de hidrocarburos en México, debido a que los precios internacionales de los energéticos continuaban deprimidos, generando afectaciones en las economías de diversos países, entre ellos México.

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 \$ 43,517,383.

c. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)

Pemex Exploración y Producción tiene la obligación de hacer pagos mensuales al Gobierno Federal. En 2016 las cuotas fueron de 1,175.42 pesos por kilómetros cuadrados de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 2,810.78 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes adicional que el área no esté produciendo. Estas cantidades serán actualizadas anualmente de conformidad con el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

Durante 2016 Pemex Exploración y Producción realizó pagos de este derecho por un total de \$ 962,740.

d. Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Las asignaciones otorgadas por el Gobierno Federal causan un impuesto sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. El impuesto mensual que se paga durante la fase de exploración y hasta que la fase de extracción inicie es de 1,533.15 pesos por cada kilómetro cuadrado. Durante la fase de extracción, el impuesto mensual que se paga desde que inicie la fase de extracción y hasta que la asignación termine es de 6,132.60 pesos por kilómetro cuadrado. Durante 2016 se realizaron pagos por este impuesto por un total de \$ 3,944,738.

Régimen fiscal aplicable a contratos

A partir del 1 de enero de 2015, el régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para efectos de los contratos lo establece la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la cual regula, entre otros, los términos fiscales que serán aplicables a los contratos de exploración y extracción (licencia, utilidad compartida, producción compartida y servicios) y estipula 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 1,175.42 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a 2,810.78 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes que el área no esté produciendo. La cuota se actualizará anualmente de acuerdo al INPC. Al 31 de diciembre de 2016 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 2016 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 2016 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 2016 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 2016 no se causó este pago.
- Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Los contratos de exploración y extracción otorgados por el Gobierno Federal incluirán un impuesto sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. Un impuesto mensual por 1,533.15 pesos por cada kilómetro cuadrado se pagará durante la fase de exploración y hasta que la fase de extracción inicie. Durante la fase de extracción, un impuesto mensual por 6,132.60 pesos por kilómetro cuadrado se pagará desde el inicio de la extracción y hasta que el contrato de exploración y extracción terminen.

Otros impuestos aplicables

Durante 2015 se crearon las Entidades Subsidiarias las cuales son sujetas a la Ley del Impuesto Sobre la Renta y la Ley del Impuesto al Valor Agregado. Pemex Transformación Industrial es sujeta a la ley del IEPS vigente.

A continuación se mencionan los impuestos indirectos:

a. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

- IEPS sobre la venta de combustibles automotrices: Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles para automoción, gasolina y diésel, que Pemex Transformación Industrial recauda en nombre del Gobierno Mexicano. Las cuotas aplicables para 2016 han sido de 4.16 pesos por litro de gasolina Magna; 3.52 pesos por litro de gasolina Premium y 4.58 pesos por litro de diésel. Esta cuota se actualiza anualmente de acuerdo a la inflación y se ajusta mensualmente por las autoridades fiscales.
- IEPS a beneficio de entidades federativas y municipios: Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles para automoción, gasolina y diésel, que Pemex Transformación Industrial recauda en nombre del Gobierno Mexicano. Las cuotas aplicables para 2016 han sido 36.68 centavos por litro de gasolina Magna, 44.75 centavos por litro de gasolina Premium y 30.44 centavos por litro de diésel. Esta tarifa se actualiza anualmente con la inflación. Los fondos recaudados por esta cuota se asignan a los estados y municipios según lo previsto en la Ley de Coordinación Fiscal.

- IEPS a los Combustibles Fósiles: Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles fósiles, que Pemex Transformación Industrial recauda en nombre del Gobierno Mexicano. Las cuotas aplicables para 2016 han sido 6.29 centavos por litro para el propano, 8.15 centavos por litro para el butano, 11.05 centavos por litro para la gasolina y gas avión, 13.20 centavos por litro para turbosina y otros querosenos, 13.40 centavos por litro para diésel, 14.31 centavos por litro para combustóleo y \$ 16.60 por tonelada de coque de petróleo. Esta cuota se incrementa anualmente de acuerdo a la inflación.

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 Impuesto al Valor Agregado, aplicable a los contribuyentes de este impuesto. La tasa general es del 16% y la de actividades incentivadas es del 0%.

El IVA se causa por la enajenación de bienes, prestación de servicios, otorgamiento del uso o goce temporal de bienes en territorio nacional y por la importación de bienes y servicios a territorio nacional. Los contribuyentes trasladan el IVA a sus clientes y tienen derecho a acreditar el IVA pagado a sus proveedores y en sus importaciones. El neto entre el IVA trasladado a clientes y el pagado a proveedores y en importaciones, resulta cada mes en un saldo a pagar al fisco o en una cantidad a favor del contribuyente. El IVA a favor se tiene derecho a acreditarlo contra IVA por pagar en futuros meses, a solicitar su devolución o a compensarlo contra otros impuestos federales a su cargo.

A continuación se menciona el impuesto a la utilidad:

c. Impuesto sobre la Renta (ISR)

A partir del 1 de enero de 2015 Petróleos Mexicanos, y las Entidades Subsidiarias son sujetos de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, así como algunas compañías.

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 2016, 2015 y 2014, dichas compañías generaron ISR como se muestra a continuación:

	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
ISR causado	\$ 6,201,842	\$ 7,426,892	\$ 4,673,476
ISR diferido	<u>(18,842,211)</u>	<u>(53,014,159)</u>	<u>(775,506)</u>
Total ISR ⁽¹⁾	<u>\$ (12,640,369)</u>	<u>\$ (45,587,267)</u>	<u>\$ 3,897,970</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	
	2016	2015
ISR diferido activo:		
Provisiones	\$ 5,906,581	\$ 25,414,822
Pasivo laboral	125,973,332	247,834,882
Anticipo de clientes	1,046,010	1,015,357
Pasivos acumulados	2,269,561	1,514
Cuentas incobrables	778,179	104,346
Instrumentos financieros derivados	223,518	22,506
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	458,273,897	446,970,333
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ⁽¹⁾	43,327,737	14,894,231
ISR diferido activo	637,798,815	736,257,991
Reserva de valuación ⁽²⁾	(565,125,697)	(681,357,607)
ISR diferido activo, neto	72,673,118	54,900,384
ISR diferido (pasivo):		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(3,632,294)	(1,909,529)
Otros	(502,242)	(274,305)
ISR diferido (pasivo)	(4,134,536)	(2,183,834)
Activo (pasivo) a largo plazo, neto	\$ 68,538,582	\$ 52,716,550

⁽¹⁾ Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen un vencimiento hasta el año 2026.

⁽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.

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		
	2016	2015	2014
Gasto "esperado"	\$ (14,901,324)	\$ (3,089,241)	\$ 272,457
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	8,098,213	(1,618,327)	4,020,358
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	(1,765,183)	(107,231)	1,116,630
Gastos no deducibles	1,558,120	(1,921,515)	2,437,778
Otros, neto ⁽¹⁾	(5,630,195)	(38,850,953)	(3,949,253)
Gasto por impuesto sobre la renta	\$ (12,640,369)	\$ (45,587,267)	\$ 3,897,970

(1) Al 31 de diciembre de 2016 el efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales de Petróleos Mexicanos y PMI CIM se encuentra presentado en (pérdida) rendimiento integral por un monto de \$ (1,914,534) y (109,879), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 en PMI CIM dicho efecto fue por \$ (124,285) y \$ (51,720), respectivamente.

d. Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)

El IRP aplicable hasta 2014 a Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, excepto Pemex-Exploración y Producción, 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 de 2014
IRP causado	\$ 5,086,841
IRP diferido ⁽¹⁾	<u>(23,822,142)</u>
Total de IRP	<u>\$ (18,735,301)</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.

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:

	2014
Gasto "esperado"	\$ (5,065,075)
Incremento (reducción) resultante de:	
Efecto fiscal de la inflación, neto	4,182,641
Cancelación de impuesto diferido	(23,822,142)
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	1,116,630
Participación en inversiones	(3,129,801)
Gastos no deducibles	5,367,726
Otros, neto	<u>2,614,720</u>
Gasto por impuestos al rendimiento	<u>\$ (18,735,301)</u>

21. Patrimonio (déficit), neto

a. Certificados de aportación "A"

El 19 de enero de 2015, el Gobierno Federal realizó una contribución al patrimonio por \$ 10,000,000, a Petróleos Mexicanos, de acuerdo con la Ley Federal del Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

El 24 de diciembre de 2015, el Gobierno Federal emitió a través de la SHCP un pagaré no negociable por \$ 50,000,000 con vencimiento el 31 de diciembre de 2050, relativo 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 (ver Nota 14).

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".

El 3 de agosto de 2016, el Gobierno Federal asumió \$ 184,230,586 como parte de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación de Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias. En relación con este mecanismo de apoyo, Petróleos Mexicanos recibió dicha cantidad en pagarés no negociables emitidos por el Gobierno Federal a cambio del pagaré por \$ 50,000,000, emitido a Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015, reconociendo un incremento en el patrimonio por \$ 135,439,612, el cual es el resultado de las obligaciones de pago por \$ 184,230,586 valuadas al 29 de junio de 2016, menos el pagaré por \$ 50,000,000 entregado a Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015, más el incremento en el valor de descuento de los pagarés por el periodo del 29 de junio al 15 de agosto de 2016 por \$ 1,209,026, fecha en que Petróleos Mexicanos recibió dichos pagarés.

El convenio de capitalización entre Petróleos Mexicanos 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" 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	194,604,835
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2016	<u>161,939,612</u>
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2016	<u>\$ 356,544,447</u>

b. Aportaciones del Gobierno Federal

Durante 2016 y 2015 no existieron movimientos de Aportaciones del Gobierno Federal.

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 2016 y 2015 no existieron movimientos en este rubro.

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-a), y una de las acciones más importantes ha sido la publicación del Decreto de la Reforma Energética, la cual permitirá darle a PEMEX una mayor autonomía para la toma de decisiones y la viabilidad en su operación (ver Nota 1).

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 PMI CIM, HJ Barreras y COMESA, 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 2016 y 2015, la participación no controladora en el patrimonio (déficit) presentó ganancias de \$ 976,705 y \$ 253,278, respectivamente.

22. Otros ingresos (gastos), neto

Los otros ingresos (gastos), neto por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 se integran como se muestra a continuación:

	2016	2015	2014
Estímulo fiscal DUC (Ver Nota 20-a.)	\$ 28,439,379	\$ -	\$ -
Precio de venta de las acciones (Ver Nota 11-(iv))	22,684,736	-	-
Valor de los activos transferidos a CENAGAS (Ver Nota 9-a)	7,450,931	-	-
Otros ingresos por servicios	4,266,854	3,953,888	1,607,273
Ingresos por venta de activo fijo	2,687,652	-	-
Provisiones	1,240,222	3,657,465	969,850
Otros	12,988,579	3,335,489	4,364,756
Efecto de la tasa negativa del IEPS	-	2,519,126	43,108,707
Recuperación siniestros	3,695,217	1,975,281	780,509
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.	3,223,437	1,262,458	3,031,159
Adhesión y mantenimiento de franquicias	1,059,333	1,148,528	1,055,753
Total de otros ingresos	87,736,340	17,852,235	54,918,007
Transferencia de activos a CENAGAS (Ver Nota 9-a)	(35,333,411)	-	-
Transporte y distribución de gas natural	(8,830,967)	(369,317)	-
Costo de venta de acciones (Ver Nota 11-(iv))	(7,473,698)	-	-
Siniestros	(4,757,116)	(12,527,548)	(5,885,828)
Deterioro del crédito mercantil	(4,007,018)	-	-
Costo de activos dados de baja	(2,140,943)	(3,364,063)	(1,778,641)
Otros costos por servicios prestados	(2,656,571)	(3,237,984)	(2,281,174)
Otros gastos	(779,496)	(552,955)	(3,054,848)
Otras provisiones	(2,801,540)	(173,634)	(4,365,119)
Total de otros gastos	(68,780,760)	(20,225,501)	(17,365,610)
Otros ingresos (gastos), neto	\$ 18,955,580	\$ (2,373,266)	\$ 37,552,397

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 a 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 operaciones de este tipo con consejeros y funcionarios relevantes 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, así como algunos de sus familiares cercanos 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. La participación en el capital social de dichas sociedades, por parte del Lic. Pedro Joaquín Coldwell, así como algunos de sus familiares cercanos es la siguiente:

<u>Compañía</u>	<u>Nombre</u>	<u>Participación accionaria</u>
Servicio Cozumel, S. A. de C. V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	60%
	Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis (hijo del Lic. Joaquín Coldwell)	20%
	Sr. Nassim Joaquín Delbouis (hijo del Lic. Joaquín Coldwell)	20%
Planta de Combustible Cozumel, S. A. de C.V. (que opera como distribuidor mayorista)	Fideicomiso Testamentario ⁽¹⁾	57%
	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	40%
Gasolinera y Servicios Juárez, S. A. de C. V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	40%
	Fideicomiso Testamentario ⁽²⁾	40%
	Sr. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín (sobrino del Lic. Joaquín Coldwell)	20%
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. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín	20%
	Fideicomiso Testamentario ⁽³⁾	20%

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%

- (1) El 60% de estas acciones fueron propiedad del Sr. Fausto Nassim Joaquín Ibarra (padre del Lic. Pedro Joaquín Coldwell), hasta su fallecimiento en junio de 2016, después del cual 57% de dichas acciones pasaron a la propiedad de un fideicomiso revocable de inversión, administración y testamentario, que se identifica en este apartado como el "Fideicomiso Testamentario". El 50% de los derechos corporativos de esas acciones son actualmente ejercidos por el Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis, y 50% son ejercidos por el Sr. Nassim Joaquín Delbouis.
- (2) El 40% de estas acciones fueron propiedad del Sr. Fausto Nassim Joaquín Ibarra (padre del Lic. Pedro Joaquín Coldwell), hasta su fallecimiento en junio de 2016, después del cual pasaron a la propiedad del Fideicomiso Testamentario. El 100% de los derechos corporativos de esas acciones son actualmente ejercidos por el Sr. Pedro Joaquín Coldwell.
- (3) El 20% de estas acciones fueron propiedad del Sr. Fausto Nassim Joaquín Ibarra (padre del Lic. Pedro Joaquín Coldwell), hasta su fallecimiento en junio de 2016, después del cual pasaron a la propiedad del Fideicomiso Testamentario. El 50% de los derechos corporativos de esas acciones son actualmente ejercidos por el Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis y el 50% son ejercidos por el Sr. Nassim Joaquín Delbouis.

Los derechos de estas sociedades para operar estaciones minoristas y distribuir gasolina y otros productos en México al por mayor dependen de estos acuerdos, cuya caducidad o no renovación puede afectar negativamente a su negocio. 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 2016, 2015 y 2014, ascendió aproximadamente a \$ 111,541, \$ 116,930 y \$ 79,831, respectivamente. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la Nota 17. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros independientes, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2016, 2015 y 2014 se efectuaron pagos por \$ 7,693, \$ 17,899 y \$ 12,599, 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 2016 y 2015, fue de \$ 7,436 y \$ 5,765, respectivamente. Al 15 de abril de 2017, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$ 8,147.

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 2016 y 2015, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a \$ 8,646,726 y \$ 8,920,228, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, PEMEX tiene el derecho o la obligación de adquirir del proveedor la planta de nitrógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.

Los pagos futuros estimados por los ejercicios siguientes son como sigue:

<u>Año</u>	<u>Pagos</u>
2017	\$ 807,280
2018	807,321
2019	817,922
2020	820,505
2021	821,187
Más de 5 años	4,572,511
Total	\$ 8,646,726

- c. 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 2016 y 2015 es como sigue:

<u>Vencimientos</u>	<u>Pagos</u>	
	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Menos de 1 año	\$ 7,366,247	\$ 3,484,630
1 a 3 años	2,518,207	1,191,247
4 a 5 años	2,470,878	1,168,858
Más de 5 años	4,157,843	1,966,882
Total	\$ 16,513,175	\$ 7,811,617

- d. Durante 2016 y 2015, Pemex Exploración y Producción celebró contratos integrales de exploración y producción para el desarrollo de campos maduros en Altamira, Ébano, 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 2016 PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 7,026,822 y en la región sur por \$ 524,475. 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. Al 31 de diciembre de 2016, no hay pasivo de estos contratos debido a que el flujo de efectivo disponible es de vigencia anual y no es acumulable, adicionalmente estos contratos se encuentran en proceso de migración a un nuevo esquema de Contratos Integrales de Exploración y Producción.

- e. El valor estimado de los contratos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2016 y 2015 fue como sigue:

Vencimientos	Pagos	
	2016	2015
Menos de 1 año	\$ 347,606,848	\$ 388,047,435
1 a 3 años	281,563,607	294,020,900
4 a 5 años	69,541,826	127,885,086
Más de 5 años	119,281,849	177,720,692
Total	\$ 817,994,130	\$ 987,674,113

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.

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 2016 y 31 de diciembre de 2015 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$ 15,119,692 y \$ 12,775,263, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales al 31 de diciembre de 2016:

- En diciembre de 2004, Corporación Mexicana de Mantenimiento Integral, S. de R.L. de C.V. ("COMMISA") demandó a Pemex-Exploración y Producción 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 Pemex Exploración y Producción a pagar a COMMISA US \$293,646 y MNS\$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 Pemex-Exploración y Producción 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 Pemex-Exploración y Producción está obligado a pagar a COMMISA US \$465,060, mismo que incluye la fianza por US \$106,828, ejecutada por Pemex-Exploración y Producción, cada parte cubrirá el IVA respectivo y el interés se generará conforme a lo que establezca la legislación estadounidense. En noviembre de 2013, Pemex-Exploración y Producción depositó el monto señalado por el Juez como garantía para que se aceptara el recurso de apelación presentado por Pemex-Exploración y Producción. El 28 de enero de 2014 Pemex-Exploración y Producción 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 tribunales en México. El 2 de agosto de 2016, la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de los Estados Unidos negó la apelación presentada por Pemex Exploración y Producción y confirmó la resolución que valida el laudo arbitral en favor de COMMISA. El recurso de reconsideración fue presentado por Pemex Exploración y Producción con fecha 14 de septiembre de 2016, mismo que fue negado con fecha 3 de noviembre de 2016. Al 31 de diciembre de 2016, Pemex Exploración y Producción evalúa diversas alternativas en relación con este proceso.

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 Pemex-Exploración y Producción 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 Pemex-Exploración y Producción 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 Pemex-Exploración y Producción 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 25 de junio de 2016, la Corte de Apelación emitió una orden estableciendo el nuevo calendario procesal. La resolución final de este proceso aún se encuentra pendiente de emitirse.

- En febrero de 2010, el Servicio de Administración Tributaria ("SAT") dio a conocer a Pemex-Exploración y Producción 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 Pemex-Exploración y Producción, por la supuesta omisión en el entero del IVA y del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, actualización, recargos y multa, por la cantidad de \$4,575,208. El 30 de noviembre de 2010, Pemex-Exploración y Producción 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 31 de marzo de 2016 la Primera Sección de la Sala Superior declaró la validez de la resolución impugnada. Pemex Exploración y Producción interpuso amparo directo correspondiéndole el número de expediente 402/2016 del índice del Segundo Tribunal Colegiado en materia administrativa del Primer Circuito, admitido a trámite por auto del 1 de junio de 2016. El 1 de diciembre de 2016 el amparo fue resuelto a favor de Pemex Exploración y Producción y está pendiente que el SAT emita nueva resolución en cumplimiento de la ejecutoria.
- 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 Pemex-Exploración y Producción 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 Pemex-Exploración y Producción, de acuerdo con lo establecido en dicho contrato. Con fecha 31 de diciembre de 2014 se dictó sentencia definitiva, en la cual se absolvió a Pemex-Exploración y Producción 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 Pemex-Exploración y Producción. La actora presentó demanda de amparo directo, el cual fue resuelto en el sentido de negar el amparo. La actora promovió recurso de revisión admitido por la Suprema Corte de Justicia de la Nación resuelto en el sentido de declararlo improcedente, por lo que este asunto se encuentra concluido. Asimismo, el 4 de abril de 2011 Pemex-Exploración y Producción fue emplazado a otro 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 radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, demandando la nulidad de la resolución que contiene la rescisión del contrato de obra pública motivo del juicio anterior. Adicionalmente dichas empresas presentaron juicio contencioso administrativo (expediente 13620/15-17-06) ante la Sexta Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa de la Ciudad de México, reclamando en términos de la Ley Federal de Responsabilidad Patrimonial del Estado, el pago de diversas prestaciones por la cantidad de US\$193,713, al amparo del mismo contrato de obra pública, objeto de los juicios anteriores. Pemex-Exploración y Producción contestó la demanda, promoviendo, en la misma, un incidente de acumulación de juicios con el diverso 4957/11-17-07-1 del índice de la Séptima Sala Regional Metropolitana, atendiendo a la identidad de los hechos y prestaciones que contiene la reclamación planteada y la demanda en cuestión. La Séptima Sala Regional Metropolitana, mediante resolución de fecha 10 de mayo de 2016, determinó procedente y fundado el incidente de acumulación planteado, ordenándose la acumulación del expediente 13620/15-17-06 al diverso 4957/11-17-1. La resolución final de este proceso aún se encuentra pendiente de emitirse.

- En junio de 2016, se emplazó a Pemex Exploración y Producción la demanda promovida por Drake Mesa, S. de R. L., radicada ante el Juzgado Octavo de Distrito en materia Civil de la Ciudad de México, bajo el número de expediente 200/2016-II, en la cual reclama diversas prestaciones económicas (gastos no recuperables, gastos financieros, daños, entre otras), que derivan de un contrato de obra pública, las cuales ascienden a US \$120,856. Se encuentra en etapa de desahogo de pruebas.
- 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 Pemex-Refinación 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. En contra de tal resolución, Pemex-Refinación promovió 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 26 de abril de 2016, Pemex Transformación Industrial presentó el desistimiento dentro del juicio de amparo ya que en el juicio contencioso administrativo se obtuvo también la suspensión definitiva b).- Juicio Contencioso Administrativo. El 6 de agosto del 2015 se acordó la admisión de la demanda, así como la suspensión del acto reclamado. El 2 de septiembre de 2016 se notificó la resolución de 31 de agosto de 2016, donde se declara la nulidad del acto impugnado. El 12 de septiembre de 2016 Pemex Transformación Industrial interpuso recurso de revisión en contra de la resolución de 31 de agosto de 2016, por considerarse que la sentencia causa perjuicio dada la omisión en declarar la nulidad de la cédula catastral que sirvió como base para determinar el monto a pagar por el impuesto predial. Mediante auto de 13 de septiembre del 2016, se tiene tanto al Ayuntamiento como a Pemex Transformación Industrial interponiendo recurso de revisión. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolver.
- El 11 de junio de 2015 se notifica el acuerdo del 1º de junio de 2015, dictado por la Segunda Sala Regional del Noreste con número de expediente 2383/15-06-02-4, por el cual se emplaza a Pemex-Refinación al juicio contencioso administrativo promovido por los C. Severo Granados Mendoza, Luciano Machorro Olivera 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 a su escrito de reclamación patrimonial del Estado, por el que reclamaron de Pemex-Refinación 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 interponiendo diversas excepciones. Se da término a la parte actora para que amplíe su demanda, el cual se impugnó mediante el recurso de reclamación y se encuentra pendiente de resolver.
- En febrero de 2010, el SAT dio a conocer a Pemex-Refinación las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006 por las contribuciones federales correspondientes al IVA y el IRP. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, el SAT determinó un crédito fiscal a cargo de Pemex-Refinación, 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, Pemex-Refinación promovió juicio contencioso administrativo contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa. El 31 de marzo de 2016, la Primera Sección de la Sala Superior declaró la validez de la resolución impugnada. Pemex Transformación Industrial interpuso amparo directo correspondiéndole el número de expediente 402/2016 del índice del Segundo Tribunal Colegiado en materia Administrativa del Primer Circuito, admitido a trámite por auto del 1 de junio de 2016. Por acuerdo del 29 de junio de 2016 se turnan los autos a la ponencia del magistrado respectivo. El 1 de diciembre de 2016 el amparo fue resuelto a favor de Pemex Transformación Industrial y está pendiente que el SAT emita nueva resolución en cumplimiento de la ejecutoria.

- 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 Pemex-Exploración y Producción, reclamando la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros por un monto de \$ 1,552,730. 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. Por auto de 31 de mayo de 2016 se declaró cerrada la instrucción. Se encuentra citado para resolución definitiva.

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. Combinación de Negocios

El 28 de enero de 2016, PMX Fertilizantes Pacífico, S.A de C.V. subsidiaria de PEMEX, adquirió el 99.99% de las acciones en circulación de Grupo Fertinal, S.A. de C.V. ("Fertinal"), por un precio de compra de \$4,322,826, el importe de la transacción fue pagado mediante la obtención de créditos bancarios al amparo del contrato de apertura de crédito simple. Adicionalmente, dentro de la misma línea de crédito se obtuvieron US \$425,800 para que Fertinal, liquide adeudos. Dichos préstamos serán pagaderos en 16 años.

Al 31 de diciembre de 2016 los resultados financieros de Fertinal fueron incluidos en los estados financieros consolidados de PEMEX. El valor razonable de los activos y pasivos a la fecha de adquisición es:

	<u>Valor razonable</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ (6,943)
Cuentas por cobrar	102,121
Inventarios	762,254
Propiedades, planta y equipo	9,811,928
Otros activos	<u>1,671,718</u>
Total activos	<u>12,341,078</u>
Cuentas por pagar	\$ 2,331,540
Deuda	9,365,152
Impuestos diferidos	<u>328,578</u>
Total pasivos	<u>12,025,270</u>
Total activos, neto	<u>\$ 315,808</u>
Valor de la operación	<u>\$ 4,322,826</u>
Crédito mercantil	<u>\$ 4,007,018</u>

PMX FP, llevó a cabo el Purchase Price Allocation (PPA) de la adquisición de Fertinal conforme a la Norma Internacional de Información Financiera 3 "Combinaciones de negocios". Se determinó que se adquirieron activos netos por \$ 315,808 y un crédito mercantil por \$ 4,007,018. Al 31 de diciembre de 2016, se llevó a cabo el cálculo de deterioro del crédito mercantil señalado y determinó que tenía que ser cancelado en su totalidad. El deterioro del crédito mercantil se reconoció en el estado consolidado del resultado integral en el rubro de otros ingresos (gasto), neto (ver Nota. 22).

PEMEX tiene la intención de incorporarla en la cadena de valor de gas-amoniaco fertilizantes sólidos y de esta manera fortalecer su posición de ofrecer una amplia gama de productos fertilizantes para cubrir el 50% del mercado nacional y en un futuro se evaluará su posible venta como un negocio integrado.

27. Eventos subsecuentes

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero al 29 de abril de 2017, Petróleos Mexicanos ha realizado las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 14 de febrero de 2017, PEMEX colocó en los mercados internacionales de capital un monto de € 4,250,000 en tres bonos bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C:
 - € 1,750,000 a tasa fija de 2.5% y vencimiento en agosto de 2021.
 - € 1,250,000 a tasa fija de 3.75% y vencimiento en febrero de 2024.
 - € 1,250,000 a tasa fija de 4.875% y vencimiento en febrero de 2028.

La emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

Entre el 1 de enero y el 20 de abril de 2017, PMI HBV obtuvo y pagó US \$ 2,201,659 de líneas de crédito revolventes.

Al 31 de diciembre de 2016, PEMEX ha valuado y reconocido 22,221,893 acciones de Repsol adquiridas a través de PMI HBV como inversiones disponibles para la venta, de las cuales 1,497,562 están presentadas a corto plazo y 20,724,331 a largo plazo. El valor de las acciones de Repsol en el mercado se ha incrementado aproximadamente un 7.23%, de € 13.42 por acción al 31 de diciembre de 2016 a € 14.39 por acción al 20 de abril de 2017.

Al 20 de abril de 2017, el tipo de cambio era de 18.4863 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2016 por \$ 20.6640, refleja una apreciación del 10.54%.

Al 20 de abril de 2017, el precio promedio del petróleo de exportación era de US \$ 43.63 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2016 por US \$ 46.30, refleja una disminución de 5.77%.

El 8 de marzo de 2017, PEMEX obtuvo un pago por US \$ 693,000 por la resolución de la reclamación realizada del accidente en la Plataforma Abkatún Permanente ocurrido en abril de 2015, como resultado de las acciones y gestiones desarrolladas en los mercados internacionales de reaseguro por Kot Insurance Company AG.

En relación con el procedimiento arbitral interpuesto por COMMISA en diciembre de 2004 ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (arbitraje 13613/CCO/JRF) contra Pemex-Exploración y Producción; previa autorización de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción y del Delegado de la Unidad de Responsabilidades en dicha empresa productiva del Estado, agotando el procedimiento de autorización y viabilidad previsto en las disposiciones aplicables, el 6 de abril de 2017, Pemex Exploración y Producción y Petróleos Mexicanos firmaron un convenio de transacción con COMMISA donde acordaron pagar a COMMISA la cantidad de US \$435,000 más el IVA que corresponda, utilizando los fondos que se encuentran en la cuenta de garantía que Pemex Exploración y Producción otorgó ante la Corte del Distrito Sur de Nueva York en Estados Unidos de América. La cantidad de US\$ 30,800 que permanecen en dicha cuenta será restituida a Pemex Exploración y Producción, una vez que el IVA que corresponda sea pagado a COMMISA conforme al criterio que determine el SAT.

A la fecha de estos estados financieros anuales consolidados, las acciones necesarias para el debido cumplimiento de dicho convenio de transacción están siendo implementadas con el fin de resolver todas las disputas derivadas del contrato de obra pública PEP-0-129/97, incluyendo el proceso arbitral citado y los otros procesos derivados del mismo. Para mayor información ver la Nota 25.

28. Garantes Subsidiarios

La siguiente información consolidada presenta los estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015; los estados consolidados condensados del resultado integral y de flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de diciembre 2016, 2015 y 2014 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 Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias han sido registradas 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 del Gobierno Federal. Las garantías de pago respecto de las obligaciones constitutivas de deuda pública por parte de los Garantes Subsidiarios son obligaciones absolutas, incondicionales y solidarias. Pemex Fertilizantes, Pemex Etileno, Pemex Finance, Ltd. y las Compañías Subsidiarias no son garantes (las "Subsidiarias No-Garantes") de la misma.

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 2016, 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	\$ 1,775,616
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,750,000
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2038	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	491,175

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

En la siguiente tabla se muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2016, emitido y registrado por Petróleos Mexicanos, y garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

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

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US\$)</u>
8.00% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 1,312,015
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	2,748,500
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
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
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
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	2,657,962
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

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US\$)</u>
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	2,992,876
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
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	998,153

Al 31 de diciembre de 2016, 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 Petróleos Mexicanos 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 2016

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 92,503,607	\$ 9,732,503	\$ 61,296,403	\$ -	\$ 163,532,513
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	6,604,595	75,760,079	55,713,323	-	138,077,997
Cuentas por cobrar-intercompañías	440,645,367	1,684,782,235	70,268,246	(2,195,695,848)	-
Inventarios	446,954	29,270,943	16,174,163	-	45,892,060
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	435,556	-	435,556
Activos no financieros disponibles para la venta	-	7,460,674	-	-	7,460,674
Total del activo circulante	540,200,523	1,807,006,434	203,887,691	(2,195,695,848)	355,398,800
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	6,027,540	-	6,027,540
Cuentas por cobrar a largo plazo- intercompañías	1,740,519,399	289	6,384,944	(1,746,904,632)	-
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y otras	(250,108,630)	396,681	22,744,936	250,121,645	23,154,632
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	12,596,722	1,595,655,580	59,489,946	-	1,667,742,248
Documentos por cobrar a largo plazo	140,579,974	8,027,628	-	-	148,607,602
Impuestos diferidos	59,162,878	40,341,615	820,196	-	100,324,689
Efectivo restringido	-	9,624,804	853,822	-	10,478,626
Activos intangibles	-	8,639,242	-	-	8,639,242
Otros activos	1,824,104	2,707,788	4,980,753	-	9,512,645
Total del activo	\$ 2,244,774,970	\$ 3,472,400,061	\$ 305,189,828	\$ (3,692,478,835)	\$ 2,329,886,024
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	157,937,631	7,381,095	10,847,462	-	176,166,188
Cuentas por pagar-intercompañías	1,265,244,986	854,106,939	68,510,835	(2,187,862,760)	-
Otros pasivos circulantes	34,913,773	169,182,239	45,927,686	-	250,023,698
Total del pasivo circulante	1,458,096,390	1,030,670,273	125,285,983	(2,187,862,760)	426,189,886
Deuda a largo plazo	1,737,332,174	46,090,919	23,581,449	-	1,807,004,542
Cuentas por pagar a largo plazo- intercompañías	-	1,746,433,870	8,303,850	(1,754,737,720)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	282,902,667	1,035,019,335	11,777,737	-	1,329,699,743
Total del pasivo	3,478,331,231	3,858,214,401	168,949,019	(3,942,600,480)	3,562,894,171
Patrimonio (déficit), neto	(1,233,556,261)	(385,814,340)	136,240,809	250,121,645	(1,233,008,147)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 2,244,774,970	\$ 3,472,400,061	\$ 305,189,828	\$ (3,692,478,835)	\$ 2,329,886,024

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 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 y otras	(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
Documentos por cobrar a largo plazo	50,000,000	-	-	-	50,000,000
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	1,559,055	2,528,699	3,319,906	-	7,407,660
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	944,461,252	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 del resultado integral
31 de diciembre de 2016

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ -	\$ 1,361,538,624	\$ 828,143,332	\$ (1,124,563,366)	\$ 1,065,118,590
Ingresos por servicios	46,330,245	98,959,131	7,422,494	(138,284,789)	14,427,081
Total de ingresos	46,330,245	1,460,497,755	835,565,826	(1,262,848,155)	1,079,545,671
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	(330,037,834)	(1,276,509)	-	(331,314,343)
Costo de ventas	1,236,921	1,244,388,072	810,915,191	(1,188,959,550)	867,580,634
Rendimiento bruto	45,093,324	546,147,517	25,927,144	(73,888,605)	543,279,380
Otros (gastos) ingresos, neto	(312,611)	20,713,184	(778,189)	(666,804)	18,955,580
Gastos de distribución, transportación y venta	-	50,948,771	945,489	(26,663,020)	25,231,240
Gastos de administración	57,437,455	96,884,031	7,050,271	(48,718,224)	112,653,533
Total de gastos generales	57,437,455	147,832,802	7,995,760	(75,381,244)	137,884,773
Rendimiento de operación	(12,656,742)	419,027,899	17,153,195	825,835	424,350,187
Ingreso financiero	123,266,281	67,542,768	3,526,378	(180,566,172)	13,749,255
Costo financiero	(160,824,632)	(114,271,762)	(3,602,868)	179,854,798	(98,844,464)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(12,052,200)	3,172	(1,951,959)	-	(14,000,987)
Pérdida en cambios, neta	(20,531,005)	(232,714,446)	(767,292)	-	(254,012,743)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	(117,347,803)	628,357	1,507,488	117,347,803	2,135,845
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(200,146,101)	140,215,988	15,864,942	117,442,264	73,377,093
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	(8,834,626)	266,155,181	7,200,880	-	264,521,435
(Pérdida) rendimiento neto del año	(191,311,475)	(125,939,193)	8,664,062	117,442,264	(191,144,342)
Total de otros resultados integrales del año	10,126,560	96,032,433	21,713,488	-	127,872,481
Resultado integral total del año	\$ (181,184,915)	\$ (29,906,760)	\$ 30,377,550	\$ 117,442,264	\$ (63,271,861)

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	16,897,139	16,815,589	7,187,694	(27,988,310)	12,912,112
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 por modificación en plan de pensiones	-	(83,657,496)	(8,519,593)	-	(92,177,089)
Costo de ventas	2,695,423	1,280,404,059	794,252,043	(1,182,282,621)	895,068,904
Rendimiento bruto	14,217,272	(132,439,333)	23,410,037	(19,662,012)	(114,474,036)
Otros (gastos) ingresos, neto	(19,805)	(6,073,003)	1,828,642	1,890,900	(2,373,266)
Gastos de distribución, transportación y venta	-	32,870,908	2,921,430	(6,863,699)	28,928,639
Gastos de administración	59,923,878	52,832,029	10,638,127	(10,921,939)	112,472,095
Beneficio del periodo de beneficios a empleados en gastos generales	(46,031,780)	(50,394,477)	(7,434,698)	-	(103,860,955)
Total de gastos generales	13,892,098	35,308,460	6,124,859	(17,785,638)	37,539,779
Rendimiento de operación	305,369	(173,820,796)	19,113,820	14,526	(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	(749,963,960)	198,786	2,119,329	749,963,960	2,318,115
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(764,292,085)	(389,053,571)	22,439,902	749,838,603	(381,067,151)
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	(51,982,560)	376,649,369	6,833,438	-	331,500,247
(Pérdida) rendimiento neto del año	(712,309,525)	(765,702,940)	15,606,464	749,838,603	(712,567,398)
Total de otros resultados integrales del año	10,980,787	56,585,790	21,045,777	-	88,612,354
Resultado integral total del año	\$ (701,328,738)	\$ (709,117,150)	\$ 36,652,241	\$ 749,838,603	\$ (623,955,044)

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
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	21,199,704	1,445,992	-	22,645,696
Costo de ventas	2,663,293	1,492,165,034	1,106,898,998	(1,759,092,541)	842,634,784
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
Total de gastos generales	57,654,464	120,208,451	19,256,770	(53,599,905)	142,519,780
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	(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 de flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2016

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (191,311,476)	\$ (139,410,398)	\$ 22,160,755	\$ 117,416,777	\$ (191,144,342)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	1,066,033	146,545,307	2,828,151	-	150,439,491
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	(330,037,834)	(1,276,509)	-	(331,314,343)
Pozos no exitosos	-	29,106,084	-	-	29,106,084
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	320,599	2,658,625	792,063	-	3,771,287
Pérdida en venta de activo fijo	-	27,882,480	-	-	27,882,480
Efectos de compañías asociadas y otras	-	(15,211,039)	-	-	(15,211,039)
Utilidad por venta de inversiones en acciones y otras	117,249,643	(628,356)	(1,507,489)	(117,249,643)	(2,135,845)
Deterioro de crédito mercantil	-	-	4,007,018	-	4,007,018
Dividendos	-	-	(293,397)	-	(293,397)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	11,968,966	-	-	11,968,966
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	(1,610,183)	-	-	-	(1,610,183)
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	231,191,646	6,754,046	5,237,072	-	243,182,764
Intereses a cargo	91,044,541	5,687,502	2,112,421	-	98,844,464
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros	23,636,331	(158,449,370)	45,028,534	-	(89,784,505)
Inventarios	83,317	3,508,494	(4,950,690)	-	(1,358,879)
Otros activos	(2,405,412)	(22,600,504)	(122,614)	-	(25,128,530)
Beneficios a empleados	2,591,000	136,354,337	(91,652,268)	-	47,293,069
Cargos y deducciones intercompañía	(393,835,932)	(83,049,125)	48,435,633	428,449,424	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades operación	(121,979,893)	(378,920,785)	30,798,680	428,616,558	(41,485,440)
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(2,172,586)	(147,786,686)	(1,449,208)	-	(151,408,480)
Gastos de exploración	-	(2,022,826)	-	-	(2,022,826)
Recursos provenientes de la venta de inversiones en acciones de compañías asociadas	-	23,050,344	(365,608)	-	22,684,736
Recursos provenientes de la venta de activo fijo	-	560,665	-	-	560,665
Adquisición de negocios	-	-	(4,329,769)	-	(4,329,769)
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	(39,612,699)	-	-	39,612,699	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(41,785,285)	(126,198,503)	(6,144,585)	39,612,699	(134,515,674)
Actividades de financiamiento:					
Incremento al patrimonio en Certificados de Aportación "A"	73,500,000	-	-	-	73,500,000
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	571,944,209	34,483,348	235,564,210	-	841,991,767
Pagos de principal de préstamos	(371,198,983)	(6,414,441)	(235,763,722)	-	(613,377,146)
Intereses pagados	(82,008,347)	(4,706,946)	(2,038,848)	-	(88,754,141)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	-	464,488,030	3,741,227	(468,229,257)	-
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	192,236,879	487,849,991	1,502,867	(468,229,257)	213,360,480
Efectos por cambios en el valor del efectivo (Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	28,471,701	(17,269,297)	26,156,962	-	37,359,366
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	5,570,892	20,371,126	(9,137,751)	-	16,804,267
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	58,461,014	6,630,674	44,277,192	-	109,368,880
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 92,503,607	\$ 9,732,503	\$ 61,296,403	\$ -	\$ 163,532,513

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	(310,384,820)	30,044,041	31,975,215	248,365,564	-
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)
Gastos de exploración	-	(5,698,511)	-	-	4,417,138
Dividendos recibidos	-	(130,323)	4,547,461	-	-
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	(39,108,879)	-	-	39,108,879	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados 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 en Certificados de Aportación "A"	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	(3,626,448)	289,859,193	922,972	(287,155,717)	-
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
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	<u>73,002,640</u>	<u>5,407,420</u>	<u>39,578,462</u>	<u>-</u>	<u>117,988,528</u>
	\$ 58,461,014	\$ 6,630,674	\$ 44,277,192	\$ -	\$ 109,368,880

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)	14,075,667	-	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 (utilizados en) generados de actividades de operación	<u>(122,506,824)</u>	<u>(11,402,643)</u>	<u>17,503,050</u>	<u>250,762,548</u>	<u>134,356,131</u>
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	<u>5,368,499</u>	<u>(217,125,438)</u>	<u>(2,967,722)</u>	<u>(7,942,930)</u>	<u>(222,667,591)</u>
Actividades de financiamiento:					
Incremento al patrimonio en Certificados de Aportación "A"	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	<u>135,417,355</u>	<u>227,714,542</u>	<u>(3,199,874)</u>	<u>(242,819,618)</u>	<u>117,112,405</u>
Efectos por cambios en el valor del efectivo (Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	18,279,030	(813,539)	11,335,454	-	28,800,945
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	4,592,205	889,057	2,960,602	-	8,441,864
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del 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 final del año	<u>\$ 73,002,640</u>	<u>\$ 5,407,420</u>	<u>\$ 39,578,468</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 117,988,528</u>

29. 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 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-i).

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

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

	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Reservas probadas	\$ 2,476,535,503	\$ 2,102,971,025	\$ 2,381,670,263
Construcción en proceso	60,720,261	88,706,330	111,812,137
Depreciación y amortización acumulada	<u>(1,355,402,150)</u>	<u>(1,224,690,867)</u>	<u>(1,122,444,895)</u>
Costo neto capitalizado	<u>\$ 1,181,853,614</u>	<u>\$ 966,986,487</u>	<u>\$ 1,371,037,505</u>

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

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Exploración	\$ 41,661,666	\$ 44,165,179
Desarrollo	<u>113,895,246</u>	<u>161,433,414</u>
Total de costos incurridos	<u>\$ 155,556,912</u>	<u>\$ 205,598,593</u>

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 \$ 6,804,341 y \$ 8,119,241 para 2016 y 2015, 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):

	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 616,380,608	\$ 690,591,455	\$ 1,134,448,708
Derechos sobre hidrocarburos	304,299,019	376,682,705	760,627,534
Costos de producción (excluyendo impuestos)	171,194,337	177,774,082	156,134,037
Otros costos y gastos	61,359,271	20,360,540	35,978,232
Gastos de exploración	39,693,273	31,244,564	22,291,247
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	<u>(150,891,739)</u>	<u>527,014,056</u>	<u>144,384,138</u>
	<u>425,654,161</u>	<u>1,133,075,947</u>	<u>1,119,415,188</u>
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	\$ 190,726,447	\$ (442,484,491)	\$ 15,033,520

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):

	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce) ⁽¹⁾	US\$ 29.18	US\$ 37.17	US\$ 71.44
Barril de crudo	36.55	48.22	90.37
Gas natural en miles de pies cúbicos	3.01	3.78	5.71

⁽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, 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. De acuerdo a la Ley de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción tiene el derecho de extraer, pero no tiene la propiedad de estas reservas, pudiendo vender la producción resultante. Las actividades de exploración y desarrollo de Petróleos Mexicanos y sus subsidiarias están actualmente limitadas a reservas ubicadas en México.

Las reservas probadas de crudo y gas son aquellas cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas 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.

La estimación de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2016, fue determinada por el segmento Exploración y Producción y revisada 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 2017 la Comisión Nacional de Hidrocarburos dictaminó y aprobó la estimación de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2016.

Pemex Exploración y Producción estima las reservas probadas usando Métodos y Procedimientos de Valuación 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" Monografía Número 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.
- Historia de producción y presión.

La información acerca de las reservas al 31 de diciembre de 2016, 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 cualesquier 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 justificar la revisión del mismo.

Durante 2016 no se reportaron incrementos 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 de reservas regionales 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 Exploración y Producción. Esto se lleva a cabo de acuerdo con los lineamientos internos para estimar y clasificar reservas de hidrocarburos que se basan en las definiciones y reglas de la SEC. Adicionalmente, la Gerencia de Recursos y Certificación de 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 de yacimientos, perforación y terminación de pozos, análisis de presión, volumen y temperatura (PVT), herramientas analíticas utilizadas 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 los Despachos de Ingeniería Independientes. Al 31 de diciembre de 2016, tres despachos de ingenieros independientes certificaron las reservas: Netherland, Sewell International, S. de R.L. de C.V. ("Netherland"), DeGolyer y MacNaughton ("DeGolyer") y Ryder Scott Company, L.P. ("Ryder Scott") (en su conjunto los "Despachos de Ingeniería Independientes"). Las estimaciones de reservas certificadas por los Despachos de Ingeniería Independientes comprendieron el 97.6% de las reservas probadas de PEMEX. El 2.4% restante se refiere a reservas localizadas en ciertas áreas en las cuales un tercero proporciona servicios de perforación a Pemex Exploración y Producción y donde se acuerda que el tercero que corresponda es responsable de evaluar los volúmenes de reservas.

Netherland certificó las reservas en los activos Poza Rica-Altamira, Aceite Terciario del Golfo 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 Pemex Exploración y Producción; (2) construcción o actualización de sus propios modelos estáticos y dinámicos de caracterización de yacimientos de algunos de sus campos; (3) análisis económico de los campos; y (4) revisión de los pronósticos de la producción y de las estimaciones de reservas realizadas por Pemex Exploración y Producción.

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 Pemex Exploración y Producción, en forma tal que pudieron expresar su opinión con respecto a si, en su conjunto, las estimaciones de reservas proporcionadas por Pemex Exploración y Producción 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 plantearon durante el proceso de revisión de los Despachos de Ingeniería Independientes fueron resueltos por Pemex 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.

Las reservas probadas asignadas a PEMEX, desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos licuables recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 9.5 % en 2016, pasando de 7,977MMb al 31 de diciembre de 2015 a 7,219 MMb al 31 de diciembre de 2016. En 2016 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 14.7% es decir, pasaron de 5,724 MMb en 2015 a 4,886 MMb en 2016. Los decrementos anteriores son básicamente consecuencia de la producción de aceite extraída durante el año 2016, bajos precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales, reducción en las actividades de desarrollo de campos y al comportamiento de los yacimientos. En 2016 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos adicionales, fueron insuficientes para compensar el nivel de producción, el cual fue de 891 MMb de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de PEMEX de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 18.9% en 2016, pasando de 8,610 MMMpc en 2015 a 6,984 MMMpc en 2016. Las reservas probadas desarrolladas de PEMEX de gas seco disminuyeron 24.9% al pasar de 6,012 MMMpc en 2015 a 4,513 MMMpc en 2016. Estas reducciones se explican por la producción de gas extraída durante el año 2016, bajos precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales, reducción en las actividades de desarrollo de campos y al comportamiento de los yacimientos. La cantidad de reservas probadas de gas seco adicionadas en 2016 fue insuficiente para mantener el nivel de producción en 2016 la cual fue de 1,134 MMMpc de gas seco. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco de PEMEX disminuyeron 4.9% en 2016, de 2,598 MMMpc en 2015 a 2,471 MMMpc en 2016.

Durante 2016, las actividades de exploración en aguas someras incorporaron aproximadamente 57 MMbpce provenientes de un nuevo campo localizado en áreas cercanas a instalaciones de campos de explotación a través de asignaciones de exploración. Pemex Exploración y Producción mantuvo 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 PEMEX, determinadas según la Regla 4-10 (a).

Resumen de reservas probadas de crudo y gas (1) al 31 de diciembre 2016 con base en los precios promedio del año.

	<u>Crudo y condensados</u> ⁽²⁾ (MMb)	<u>Gas seco</u> ⁽³⁾ (MMMpc)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		
Reservas probadas desarrolladas	4,886	4,513
Reservas probadas no desarrolladas	<u>2,333</u>	<u>2,471</u>
Total de reservas probadas	<u><u>7,219</u></u>	<u><u>6,984</u></u>

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

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

(2) Las reservas de 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: Pemex Exploración y Producción.

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

	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas	7,977	10,292	11,079
Al 1 de enero	189	(1,491)	95
Revisiones ⁽²⁾	(55)	111	119
Delimitaciones y descubrimientos	<u>(891)</u>	<u>(935)</u>	<u>(1,001)</u>
Producción			
Al 31 de diciembre	<u><u>7,219</u></u>	<u><u>7,977</u></u>	<u><u>10,292</u></u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	4,886	5,725	7,141
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,333	2,252	3,151

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 cambio en los precios de los hidrocarburos.

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Reservas de gas seco

	2016	2015	2014
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1 de enero	8,610	10,859	12,273
Revisiones ⁽¹⁾	(183)	(955)	4
Delimitaciones y descubrimientos	(308)	47	93
Producción ⁽²⁾	<u>(1,134)</u>	<u>(1,341)</u>	<u>(1,511)</u>
Al 31 de diciembre	<u>6,984</u>	<u>8,610</u>	<u>10,859</u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	4,513	6,012	6,740
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,471	2,598	4,119

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, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y 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: Pemex Exploración y Producción

La Tasa de Restitución de Reserva (TRR) de Pemex Exploración y Producción 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 2016, obtuvimos 40 MMbpc de reservas probadas como agregado de descubrimientos, revisiones, delimitaciones, desarrollo y producción en 2016, que representa una TRR de 4%. Aunque esta TRR es un valor pequeño, representa una noticia importante, ya que al compararse con los resultados del año anterior donde no se tuvo restitución, este valor representa un cambio positivo en la tendencia, y tenemos la expectativa de continuar así.

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 7.7 años para las reservas probadas en petróleo crudo equivalente, al 31 de diciembre de 2016, lo que representó una disminución del 4.9% comparada con la RRP del 2015 de 8.1 años.

- f. Medición estándar de los flujos futuros de efectivo netos, relacionados con las reservas probadas de crudo y de gas (no auditado).

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 2042. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932. El cálculo considera los perfiles de producción y gastos de mantenimiento y operación de las asignaciones de resguardo asignadas a Pemex Exploración y Producción de forma temporal.

Los flujos de efectivo futuros de la producción estimada, se calculan aplicando los precios promedio del crudo y del gas al primer día de cada mes del año 2016. 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 Pemex Exploración y Producción, vigente para el ejercicio 2016 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 a Pemex Exploración y Producción publicado, en el Diario Oficial de la Federación, 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 crudo y gas que finalmente sean recuperadas.

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

	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Flujos de efectivo	US\$ 228,196	US\$ 325,052	US\$ 757,794
Costos de producción futuros (sin impuestos a la utilidad)	(87,942)	(99,948)	(112,421)
Costos futuros de desarrollo	<u>(25,515)</u>	<u>(32,560)</u>	<u>(37,019)</u>
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	114,738	192,544	608,353
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	<u>(108,960)</u>	<u>(167,056)</u>	<u>(543,743)</u>
Flujos netos de efectivo	5,779	25,488	64,610
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	<u>(937)</u>	<u>(9,946)</u>	<u>(19,949)</u>
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	<u>US\$ 4,841</u>	<u>US\$ 15,541</u>	<u>US\$ 44,661</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>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
	(en millones de dólares)		
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	US\$ (19,411)	US\$ (28,371)	US\$ (69,582)
Cambios netos en los precios y costos de producción	(53,278)	(327,865)	(79,617)
Extensiones y descubrimientos	1,105	3,086	3,022
Costos de desarrollos incurridos durante el año	4,124	10,172	14,215
Cambios en costos estimados de desarrollo	1,763	(2,171)	(7,086)
Revisiones de reserva y cambio de fecha	6,366	(22,801)	(13,432)
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo	11,094	43,394	51,504
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto	<u>37,537</u>	<u>295,437</u>	<u>64,678</u>
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	<u>US\$ (10,700)</u>	<u>US\$ (29,119)</u>	US\$ (36,296)
Medición estandarizada:			
Al 1° de enero	US\$ 15,541	US\$ 44,661	US\$ 80,957
Al 31 de diciembre	<u>4,841</u>	<u>15,541</u>	<u>44,661</u>
Variación	<u>US\$ (10,700)</u>	<u>US\$ (29,119)</u>	<u>US\$ (36,296)</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.

9.2. Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias y filiales

Empresas con participación de Petróleos Mexicanos

Empresa	% Participación*
P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	98.335 Directo
P.M.I. Trading Limited	48.515 Directo
P.M.I. Trading Limited	51.485 Ind.
P.M.I. Holdings North America, Inc.	100.000 Ind.
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	100.000 Directo
P.M.I. Holdings B.V.	100.000 Directo
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
P.M.I. Services B.V.	100.000 Ind.
Pemex Internacional España, S.A.	100.000 Ind.
P.M.I. Services North America, Inc.	100.000 Ind.
Deer Park Refining Limited Partnership	49.995 Ind.
Texas Frontera LLC	50.000 Ind.
Frontera Brownsville LLC	50.000 Ind.
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Hijos de J. Barreras, S.A.	51.000 Ind.
Ductos El Peninsular, S.A.P.I. de C.V.	30.000 Ind.
P.M.I. Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
P.M.I. Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
P.M.I. Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Administración Portuaria Integral P.M.I., S.A. de C.V.	100.000 Ind.
BICI-PMX, S.A. de C.V.	40.000 Ind.**
PMI Ducto de Juárez, S. de R. L. de C.V.	100.000 Ind.
Kot Insurance Company, A.G.	100.000 Directo
PMI Trading México, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Pemex Procurement International, Inc.	100.000 Directo
PMX Energy Partners, S.A. de C.V.	99.000 Directo
PMX Energy Partners, S.A. de C.V.	1.000 Ind.
Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	100.000 Directo
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	0.018 Directo
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	99.982 Ind.
Infraestructura y Servicios Inmobiliarios, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.	49.000 Directo**
Unión de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes, S.A. de C.V.	5.000 Directo**

Empresas con participación de Pemex Transformación Industrial

Empresa	% Participación*
Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V.	50.000 Directo
CH4 Energía, S.A. de C. V.	50.000 Directo
Mex Gas Internacional, S.L.	100.000 Directo
Mex Gas Supply, S.L.	100.000 Ind.
Mex Gas Trading, S.L.	100.000 Ind.
Mex Gas Enterprises, S.L.	100.000 Ind.
MGI Enterprises US, LLC	100.000 Ind.
MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	100.000 Ind.
MGC México, S.A de C.V.	100.000 Ind.
Mex Gas Industrial Services B.V.	100.000 Ind.
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.	100.000 Ind.
TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.	30.000 Ind.
TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	5.000 Ind.
TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V.	5.000 Ind.
TAG Transístmico, S. de R.L. de C.V.	100.000 Ind.
Sierrita Gas Pipelines, LLC	35.000 Ind.
NET México Pipeline Partners, LLC	10.000 Ind.
Pasco International Limited	100.000 Directo
Pasco Terminals, Inc.	100.000 Ind.
Terrenos para Industrias, S.A.	100.000 Directo
P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V.	50.000 Directo**
P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V.	50.000 Ind.**

Empresas con participación de Pemex Exploración y Producción

Empresa	% Participación*
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.	60.000 Directo
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.	40.000 Directo
P.M.I. Marine, Ltd.	100.000 Directo
PEMEX USA GOM I, Inc.	100.000 Ind.
PMI Field Management Resources, S.L.	100.000 Ind.
PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.	100.000 Ind.

Empresas con participación de Pemex Etileno

Empresa	% Participación*
PPQ Cadena Productiva, S.L.	97.75 Directo.
PPQ Cadena Productiva, S.L.	2.25 Ind.
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.	44.090 Ind.
PMV Minera, S.A. de C.V.	44.090 Ind.
PMV Servicios Administrativos, S.A. de C.V.	44.090 Ind.

Empresas con participación de Pemex Fertilizantes

Empresa	% Participación*
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	99.9999 Directo
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.00001 Ind.
PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Agroindustrias del Balsas, S. A. de C.V.	100.000 Ind.
Dinámica Industrial Balsas, S. A. de C.V.	100.000 Ind.
Materias Primas, Inmuebles y Transportes de México, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Minera Rofomex, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Roca Fosfórica Mexicana II, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Roca Fosfórica Mexicana, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
Sadcom del Centro, S.A. de C.V.	100.000 Ind.

Empresas con participación de Pemex Cogeneración y Servicios

Empresa	% Participación*
PMX Cogeneración Internacional, S.L.	100.000 Directo
PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.	100.000 Ind.
PMX O&M, S.A.P.I. de C.V.	100.000 Ind.
PMX T&S, S.A.P.I. de C.V.	100.000 Ind.

* Redondeado a tres decimales.

** Empresa en proceso de liquidación.

Ind.= Porcentaje de participación accionaria indirecta.

Directo= Porcentaje de participación accionaria directa.

Glosario

Acrónimo	Significado
1P	Reservas Probadas
2P	Reservas Probadas + Reservas Probables
3P	Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles
3D	Tridimensionales
ASA	Aeropuertos y Servicios Auxiliares
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
BTX	Beñceno, Tolueno y Xileno
CCAC	Climate and Clean Air Coalition
CDGM	Centro de Distribución de Gas Marino
CEE	Contratos de Exploración y Extracción
CENAGAS	Centro Nacional de Control de Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEP	Contrato Integral de Exploración y Producción
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO	Confiabilidad Operativa
CO ₂	Dióxido de carbono
COPF	Contrato de Obra Pública Financiada
CPG	Complejo Procesador de Gas
CPTG	Centro de Proceso y Transporte de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CVA	Ajuste por Riesgo de Crédito
DOF	Diario Oficial de la Federación
DUC	Derecho por la Utilidad Compartida
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
farm out	Alianzas o asociaciones que en términos de las leyes vigentes puede celebrar Petróleos Mexicanos para la realización, por parte de un tercero, de actividades vinculadas a la explotación de hidrocarburos
FOLAPE	Fondo Laboral Pemex
GLP	Gas licuado de petróleo
IAOGP	International Association of Oil and Gas Producers
IEPS	Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios
IFD	Instrumentos Financieros Derivados
IFRS	Normas Internacionales de Información Financiera (por sus siglas en inglés)
IIE	Índice de Intensidad Energética
INAI	Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales
INPC	Índice Nacional de Precios al Consumidor
IPNP	Índice de Paros No Programados
ISR	Impuesto Sobre la Renta
IVA	Impuesto al Valor Agregado