



PETRÓLEOS **M**EXICANOS
Informe Anual 2015

Abril 2016

Presentación

El Director General de Petróleos Mexicanos presenta el Informe Anual 2015 al Consejo de Administración para su aprobación y posterior presentación al Ejecutivo Federal y al H. Congreso de la Unión, a través del Presidente del Consejo de Administración, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos.

El informe incluye un reporte sobre el desempeño de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales así como los principales proyectos existentes. Este documento emplea indicadores o parámetros comunes, a nivel internacional, en la medición de los resultados y está vinculado a los objetivos y metas fijados en el Plan de Negocios 2014-2018.

Incorpora la explicación y declaración de las principales políticas, criterios contables y de información seguidos en la preparación de la información financiera.

Incluye el estado de situación financiera consolidada y el estado de resultados consolidado de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias, con los que se informa sobre la situación financiera de la empresa durante y a la fecha de cierre del ejercicio. Los estados financieros se presentan bajo Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y están dictaminados.


Contiene un apartado sobre el ejercicio del presupuesto, tanto de ingresos como de egresos, considerando el cumplimiento de las metas de balance establecidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2015 para Petróleos Mexicanos, que sirven como marco de referencia para la elaboración de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal. Este apartado incorpora información relativa a los contratos relacionados con los principales proyectos de inversión al cierre de 2015 y su comparación con el año previo.

Se presenta la conformación del Gobierno Corporativo, la gestión del control interno y aspectos relativos a la responsabilidad corporativa, tales como seguridad industrial, protección ambiental y responsabilidad social.

Se incluye la evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos.

El informe está conformado de acuerdo a la estructura usual de los informes de las empresas petroleras relevantes; consta de ocho capítulos agrupados en cinco temas: resumen ejecutivo y el perfil de la empresa; operación, donde se integra *upstream* y *downstream*; información financiera; gobierno corporativo; e información general, donde entre otros temas se incluyen los estados financieros auditados.

Este Informe Anual 2015 de Petróleos Mexicanos, cuenta con la opinión del Comité de Auditoría.



Pedro Joaquín Coldwell
Presidente del Consejo de Administración



José Antonio González Anaya
Director General



Índice

Presentación	1
Índice	3
1. Resumen ejecutivo	5
2. Perfil de Petróleos Mexicanos	8
2.1. Descripción del negocio	8
2.2. Estrategia y perspectivas	12
2.3. Factores de riesgo	19
3. Exploración y producción de hidrocarburos	23
3.1. Exploración y desarrollo	23
3.2. Reservas de hidrocarburos	27
3.3. Producción de crudo y gas natural	29
4. Refinación, proceso de gas y petroquímica	34
4.1. Producción de petrolíferos	34
4.2. Proceso de gas natural y líquidos del gas	38
4.3. Producción de petroquímicos	42
4.4. Logística	45
4.5. Comercialización	50
4.5.1. Mercado interno de hidrocarburos	50
4.5.2. Comercio exterior	55
5. Análisis de información financiera	58
5.1. Estados financieros	58
5.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	67
5.3. Estado del régimen de pensiones	69
5.4. Ejercicio del presupuesto	70
6. Gobierno corporativo	77
6.1. Estructura corporativa	77
6.2. Órgano de Gobierno	79
6.3. Control interno	81
6.4. Responsabilidad corporativa	85
6.4.1. Seguridad industrial	85
6.4.2. Protección ambiental	89
6.4.3. Responsabilidad social	95
7. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2015	97
8. Información general	
8.1. Dictamen del auditor externo a los estados financieros	
8.2. Empresas Subsidiarias, Vehículos Financieros y Fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas y Filiales	
Glosario	

1. Resumen ejecutivo

Durante 2015, Petróleos Mexicanos llevó a cabo importantes actividades para la consolidación de la Reforma Energética, en varios de los ámbitos de su competencia como empresa petrolera integrada. Se realizaron los trabajos necesarios para su transformación en Empresa Productiva del Estado, con sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y Empresas Filiales, esto en un entorno de precios deprimidos de hidrocarburos a nivel mundial, al que Pemex ha tenido que reaccionar con acciones de gran impacto.

El entorno internacional continuó afectando los precios de los principales marcadores de crudo y gas. Las razones fundamentales de esta caída en los precios siguió siendo la mayor producción de crudo no convencional de Estados Unidos, la menor demanda y crecimiento económico de los países europeos y China, y la decisión de países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de mantener sus niveles de producción. Estos cambios estructurales conllevan un nivel deprimido de los precios, y a una inherente volatilidad en los mercados de energía en el corto plazo.

En lo particular, Petróleos Mexicanos sufrió una disminución significativa en el precio de la mezcla mexicana de exportación, al cotizarse en promedio en 85.48 dólares por barril en 2014 a 43.29 dólares por barril en 2015, lo que significó una reducción aproximada de 50%. Ello, impactó negativamente las finanzas de Petróleos Mexicanos y afectó las estimaciones de reservas de hidrocarburos de Pemex, al haberse disminuido las inversiones en esta área.

Al 31 de diciembre de 2015, la pérdida neta fue de 712.6 mil millones de pesos; 447.0 mil millones de pesos mayor a la registrada el año previo. Pese a la reducción del costo del pasivo laboral y menores derechos e impuestos, la pérdida neta se generó debido a una reducción en los ingresos ocasionados por la caída internacional en el precio del crudo; al aumento de las pérdidas cambiarias causada por la depreciación del peso respecto al dólar; y al reconocimiento de deterioros de activos por 477.9 mil millones de pesos, debido a la caída de los precios de hidrocarburos y aumento en las tasas de referencia. En 2015, se tuvo un patrimonio negativo de 1 billón 331.7 mil millones de pesos, 563.9 mil millones de pesos mayor a los 767.7 mil millones de pesos registrados al 31 de diciembre de 2014.

En el ámbito de las actividades de producción de petróleo y gas, si bien contamos con una contribución extraordinaria de diversos campos, ésta no fue suficiente para resarcir la continua declinación del campo productor Cantarell, lo cual afectó nuevamente el volumen producido durante el año.

En cuanto a las actividades de transformación, éstas enfrentaron problemáticas similares a las ocurridas en 2014. Respecto a refinación de crudo, se instrumentaron diversas acciones para mejorar sus resultados económicos, tales como la optimización de la dieta de crudo para aprovechar los equipos de alta conversión de residuales. Sin embargo, el proceso total de petróleo crudo fue inferior al proceso registrado en 2014 como resultado de los

mantenimientos programados de plantas y de la ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitación no previstos, relacionados a la calidad del crudo recibido de las áreas productivas a finales de 2014. El margen variable de refinación se incrementó debido a un mayor aprovechamiento de las corrientes intermedias y rendimientos en turbosina y combustóleo. Cabe anotar el arranque de operaciones en julio de 2015, de la planta de gasolina de ultra bajo azufre (UBA) en la refinería de Madero.

En el caso del procesamiento de gas y la elaboración de sus productos derivados continuaron su tendencia a la baja, principalmente por la menor oferta de gas húmedo dulce y amargo entregada por Pemex Exploración y Producción, ocasionando una menor producción de gas seco y líquidos del gas natural. Sin embargo, no se presentaron alertas críticas en el abasto de este energético durante el año, por lo que la actividad industrial en general no se vio afectada.

Paulatinamente, se empiezan a concretar los objetivos planteados por la implementación de la Reforma Energética. En este contexto, continúa el firme propósito de Petróleos Mexicanos de participar en la Ronda Uno, licitación cuatro. Asimismo, se impulsaron acciones tendientes a contrarrestar los resultados negativos presentados por la empresa, entre las que destacan: la migración de las asignaciones a nuevos contratos; la exploración de alianzas y asociaciones con otras empresas; la reducción temporal de las inversiones orientadas a proyectos de explotación en aguas profundas, crudos pesados y yacimientos no convencionales; la monetización de los activos de la empresa; las medidas de austeridad que redujeron los gastos de administración y la reorganización de la empresa. Varias de estas acciones se encuentran en desarrollo por lo que su resultado se concretará en un futuro cercano.

En el tenor de su reorganización corporativa, durante el 2015 entraron en funciones las Empresas Productivas Subsidiarias Pemex Exploración y Producción, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Transformación Industrial, Pemex Fertilizantes, Pemex Etileno y Pemex Logística.

A continuación se presentan los principales resultados operativos e indicadores financieros:

Datos operativos

Indicador	2013	2014	2015
Producción de petróleo crudo (Mbd)	2,522	2,429	2,267
Producción de gas natural (MMpcd) ^{1/}	6,370	6,532	6,401
Proceso de gas (MMpcd)	4,404	4,343	4,073
Proceso de petróleo crudo en refinerías (Mbd)	1,224	1,155	1,065
Reservas probadas de crudo y líquidos (MMb) ^{2/}	11,079	10,299	7,977
Reservas probadas de gas seco (MMMpc) ^{2/}	12,273	11,013	8,656
Incorporación de reservas 3P (MMMbpce) ^{3/}	1,163	837	654
Producción de petrolíferos (Mbd) ^{4/}	1,457	1,385	1,267
Producción de petroquímicos (Mt) ^{5/}	14,313	14,283	12,563
Ventas de productos refinados (Mbd)	1,502	1,428	1,427
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	3,962	4,134	3,782
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	1,189	1,142	1,172

1/ Incluye nitrógeno.

2/ Información al 31 de diciembre.

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

4/ Para 2015 incluye la producción del SNR (1,114.3 Mbd) y gas licuado de los complejos procesadores de gas (149.7 Mbd) y de PEP (3.3 Mbd).

5/ Para 2015 incluye la producción del SNR (1,077.6 Mt), de los complejos procesadores de gas (5,444.6 Mt), de los complejos petroquímicos (6,040.7 Mt) y de PEP (0.5 Mt).

Indicadores financieros seleccionados

Indicador (millones de pesos)	2013	2014	2015
Ingresos totales	1,608,205	1,586,728	1,166,362
Rendimiento (pérdida) de operación	727,622	615,480	-154,387
Ingresos financieros	8,736	3,014	14,991
Costos financieros	39,586	51,559	67,774
Rendimiento (pérdida) antes de impuestos	694,838	480,532	-381,067
Pérdida neta	-170,058	-265,543	-712,567
Activos totales	2,047,390	2,128,368	1,775,654
Pasivos totales	2,232,637	2,896,089	3,107,330
Capital total	-185,247	-767,721	-1,331,676

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo

2. Perfil de Petróleos Mexicanos

2.1. Descripción del negocio

Petróleos Mexicanos es una de las empresas petroleras más integradas del mundo. Su cadena de valor abarca desde la exploración y producción primaria de hidrocarburos hasta la distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos, incluyendo todas las etapas de los diferentes procesos de transformación, así como la prestación de diversos servicios.

Petróleos Mexicanos ha pasado por diferentes etapas de cambio y transformación, comenzando con su constitución en 1938 cuando la empresa se integró verticalmente para atender los requerimientos de hidrocarburos del país. En la década de los setenta, el descubrimiento de yacimientos gigantes de hidrocarburos fue el detonador del crecimiento de la infraestructura y de la producción que le dio la fuerza para participar activamente en el mercado petrolero internacional, al tiempo que obtenía recursos muy significativos y necesarios para nuestra nación. A fin de dar orden a ese rápido crecimiento, en los años noventa se constituyeron Petróleos Mexicanos y sus cuatro Organismos Subsidiarios, cada uno de ellos orientado a distintas líneas de negocio.

En la actualidad, para enfrentar un entorno más competitivo y complejo en aspectos financieros, técnicos y de diversificación de riesgos, Pemex aprovecha los beneficios que le otorga la Reforma Energética. En este sentido, la empresa está inmersa en un proceso de transformación, a fin de participar de manera eficaz y con nuevos mecanismos de regulación en la industria petrolera nacional. Por lo anterior, se ha definido la razón de ser y la misión de Petróleos Mexicanos como:

Razón de ser

Maximizar el valor del petróleo para México.

Misión

Ser la empresa más competitiva de la industria petrolera mexicana y referente internacional.

Conforme a la Reforma Energética aprobada por el H. Congreso de la Unión, en 2014 Petróleos Mexicanos se constituyó como Empresa Productiva del Estado. En el transcurso de 2015, los cuatro Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación (PR), Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex-Petroquímica (PPQ) se transformaron en siete Empresas Productivas del Estado Subsidiarias que tienen los siguientes objetivos:

- Pemex Exploración y Producción. La exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país 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 Cogeneración y Servicios (PCS). La cogeneración, 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, Empresas Productivas Subsidiarias, empresas filiales y terceros, por sí misma o a través de empresas en las que participe de manera directa o indirecta.
- Pemex Logística (PLOG). Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados a Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias, 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 Transformación Industrial (PTRI). Las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos. Para lo anterior, podrá además, llevar a cabo el almacenamiento, transporte, distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos, sujetándose a las disposiciones jurídicas aplicables.

Por otra parte, 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. Las empresas del grupo PMI, dependiendo de las funciones de cada una de ellas, proporcionan servicios especializados, tales como: administrativos, financieros, legales, administración de riesgos, fletamento de buques e inteligencia de mercado.

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

Grupo PMI

Grupo PMI	
- P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	- P.M.I. Services North America, Inc.
- P.M.I. Trading Ltd.	- Pemex Internacional España, S.A.
- P.M.I. Holdings North America, Inc.	- P.M.I. Field Management Resources, S.L.
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	- Hijos de J. Barreras, S.A.
- P.M.I. Holdings B.V.	- P.M.I. Cinturón Transoceánico, S.A. de C.V.
- P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	- P.M.I. Cinturón Transoceánico, Gas L.P. S.A de C.V.
- P.M.I. Campos Maduros SANMA, S. de R.L de C.V.	- P.M.I. Servicios Portuarios Transoceánicos, S.A. de C.V.
- P.M.I. Azufre Industrial, S.A. de C.V.	- P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V.
- P.M.I. Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	
- P.M.I. Services B.V.	
- P.M.I. Marine Ltd.	
Otras empresas	Vehículos financieros
- Kot Insurance Company, A.G.	- Pemex Finance, Ltd.
- Pemex Procurement International, Inc.	
- Mex Gas Internacional, S.L.	
- PPQ Cadena Productiva, S.L.	
- Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V.	
- III Servicios, S.A. de C.V.	
- Pro-Agroindustria, S.A de C.V.	

Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales mantienen participación accionaria en diversas empresas^{1/}, que les permiten cumplir de una mejor manera con sus objetivos.

Para el desarrollo de sus actividades, la empresa cuenta con conocimiento y una extensa infraestructura para la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural: información sísmica, pozos, plataformas, equipos de perforación, buques, refinerías, complejos procesadores de gas y complejos petroquímicos para la transformación de hidrocarburos, una amplia red de ductos, instalaciones de almacenamiento y equipos de transporte; además de instalaciones administrativas, de servicios médicos y de telecomunicaciones.

1/ La relación completa de las empresas se presenta en el apartado 8.2. Empresas Subsidiarias, Vehículos Financieros y Fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas y Filiales.

Infraestructura petrolera 2015

Campos de producción (final del periodo)	434
Pozos en explotación, promedio	8,826
Plataformas marinas	259
Complejos procesadores de gas	9
Refinerías	6
Complejos petroquímicos	7
Plantas petroquímicas	27
Terminales de distribución de gas licuado	20
Terminales de almacenamiento y despacho de productos petrolíferos	77
Buques tanque ^{1/}	17
Autos tanque	1,484
Carros tanque	511

1/ Incluye propios y rentados.

Nota: Información al cierre del ejercicio.



2.2. Estrategia y perspectivas

En el Plan de Negocios 2016-2020 de Petróleos Mexicanos^{2/} se establecen, entre otros temas, los objetivos, líneas y oportunidades de negocio de la empresa, las principales estrategias comerciales, financieras y de inversión, los proyectos de inversión y de mejora tecnológica, así como las adquisiciones prioritarias que determinarán el desarrollo de la empresa en los próximos años.

La Reforma Energética establece que la generación de valor económico debe ser la meta de Petróleos Mexicanos y en este contexto amplía el alcance de las actividades que puede realizar y otorga la flexibilidad necesaria para adquirir tecnología y conocimiento a través de alianzas y asociaciones con otras empresas bajo criterios transparentes y competitivos a la altura de lo que se hace en otros lugares del mundo. La disponibilidad de estas herramientas en un entorno más complejo, tanto a nivel internacional como en el país, tomando en consideración las ventajas y retos de la empresa, tuvieron como consecuencia la definición de cuatro objetivos estratégicos para Petróleos Mexicanos, así como el foco del negocio.

Objetivos estratégicos

1. Incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos.

Estabilidad en la relación reservas probadas (1P)/producción, incorporación de reservas probadas+probables+posibles (3P), costos competitivos de descubrimiento, eficiencia de inversión, recursos adicionales y acceso a competencias mediante alianzas y diversificación de oportunidades exploratorias robustas con criterios de maximización de valor.

2. Extraer hidrocarburos con costos competitivos, aprovechando las alternativas fiscales del nuevo marco regulatorio.

Implementar nuevos esquemas de negocios y gestión que permitan un aumento en la capacidad de ejecución de las actividades; nuevo enfoque de productividad de pozos orientado hacia la generación de valor, basado en el incremento en el factor de recuperación y en esquemas de producción óptimos; incremento de eficiencia operativa con reducción y optimización de costos; y diseño de planes de desarrollo robustecidos con prácticas internacionales para acortar el tiempo en el proceso descubrimiento-desarrollo-producción.

^{2/} El 16 de diciembre de 2015 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el Plan de Negocios 2016-2020. Los resultados se presentan vinculados al Plan de Negocios 2014-2018 vigente durante 2015 y sus metas incluyen la actualización aprobada por el Consejo de Administración el 10 de junio de 2014.

3. Enfocar la comercialización de productos y servicios en mercados objetivo.

En toda la cadena de valor: seleccionar los mercados objetivo con criterios de rentabilidad, propiciar el reconocimiento de costos y tarifas, posicionar la marca PEMEX®, enfocar la estrategia a mercados y clientes, así como ser proveedor confiable y oportuno.

4. Eficientar actividades y operaciones en la cadena de valor de transformación industrial.

Definir la dimensión adecuada de la infraestructura y su modernización, adoptar mejores prácticas operativas y de confiabilidad para lograr eficiencias operativas y energéticas en estándares internacionales, cumplir con condiciones contractuales en hidrocarburos y productos, diversificar el suministro de materia prima y eficientar medidas para mitigar el robo de hidrocarburos. Todo esto con un efecto directo en la rentabilidad de la empresa.

Foco del negocio

En exploración y producción, enfoque a asignaciones rentables vía alianzas y régimen fiscal competitivo.

Para exploración en corto plazo, se da prioridad a Aguas Someras y Áreas Terrestres y en incorporación de tecnología y mejores prácticas mediante alianzas. En mediano y largo plazo, alianzas en aguas profundas y aceite y gas en lutitas, así como acceso a recursos prospectivos asociados a oportunidades internacionales.

En producción en corto plazo, se da prioridad a crudos ligeros y pesados en Aguas Someras y Áreas Terrestres, desarrollo de aceite y gas en lutitas mediante un mecanismo eficiente con participación de terceros, reclasificación de reservas para incorporarse en las probadas, alineación de incentivos para desarrollo de gas no asociado. En mediano y largo plazo, desarrollo mediante alianzas de capacidades de manejo de crudo extrapesado.

Para transformación industrial, en corto y mediano plazo, generar propuesta de valor al cliente, mantener mercados objetivo y abandonar los mercados no rentables, capturar eficiencias en toda la cadena de valor, reconocimiento de costos, diversificar abastecimiento de materia prima y finalizar los proyectos de reconfiguración y de calidad con alianzas y asociaciones. A largo plazo, crecimiento con alianzas.

Estrategias

Una vez definido el foco del negocio para las EPS centrales, Exploración y Producción y Transformación Industrial, aunado a la revisión de la cartera de proyectos y la ampliación del espectro de mecanismos de ejecución, se definieron para estas EPS estrategias asociadas a los cuatro objetivos estratégicos. Cada estrategia cuenta con alcances, indicadores, acciones prioritarias para 2016, hitos a futuro, así como responsable. A continuación se presentan las estrategias asociadas por objetivo estratégico:

Objetivo Estratégico 1. Incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos

- Fortalecer la eficiencia y rentabilidad en el desarrollo operativo.
- Consolidar la captura de valor en las áreas asignadas a Pemex.
- Asegurar la caracterización y delimitación de nuevos descubrimientos.
- Fortalecer el portafolio de exploración mediante el acceso a nuevas áreas.

Objetivo Estratégico 2. Extraer hidrocarburos con costos competitivos y aprovechando las alternativas fiscales del nuevo marco regulatorio

- Incrementar la eficiencia operativa mediante la incorporación de nuevas áreas.
- Optimizar portafolio y maximizar su valor a través de *farm out*^{3/}, migraciones, aprovechar el marco regulatorio para acceder a términos fiscales competitivos, y optimizar la asignación de capital.
- Reactivar pozos y acelerar el desarrollo de campos.
- Incrementar factores de recuperación en campos productores.
- Acelerar explotación y desarrollo de aceite y gas en lutitas.
- Capturar campos estratégicos a través de rondas de licitación, *farm in*^{4/} y potenciales adquisiciones.

Objetivo Estratégico 3. Enfocar la comercialización de productos y servicios en mercados objetivo

- Atender mercados objetivo de petrolíferos, gas licuado y gas natural.
- Desarrollar la comercialización y mercados de productos y combustibles industriales.
- Desarrollar la comercialización y mercados de combustibles para transporte.

3/ *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.

4/ *Farm in*. Alianzas o asociaciones que en términos de las leyes vigentes puede celebrar Petróleos Mexicanos en las que adquiere derechos para la realización de actividades vinculadas con la explotación de hidrocarburos de asignaciones de un tercero.

Objetivo Estratégico 4. Eficientar actividades y operaciones en la cadena de valor de transformación industrial

- Incremento en la eficiencia operativa por mejoras en mantenimiento y operación, así como modificaciones de prácticas operativas, infraestructura en el Sistema Nacional de Refinación y en el Complejo Petroquímico Cangrejera.
- Incremento en la eficiencia operativa por mejoras en mantenimiento y operación en centros de proceso de gas.
- Desincorporación de activos no rentables e improductivos.

Estrategia transversal

- Eficiencia administrativa y financiera competitiva.

De igual forma, para las EPS restantes se determinaron sus correspondientes estrategias alineadas a la planeación central de Petróleos Mexicanos.

La ejecución exitosa de estas estrategias permitirá que la empresa cumpla con sus objetivos. Las estrategias están soportadas con los principales proyectos de inversión y de mejora tecnológica.

Panorama de mercado

Petróleo crudo

Durante 2015, los promedios de los principales marcadores de crudo cayeron a niveles no observados desde 2004, al registrar pérdidas anuales de alrededor de 48% en un mercado caracterizado por la sobre oferta de crudo a escala mundial. Grandes productores como Rusia, Arabia Saudita, Estados Unidos, Irak y Canadá alcanzaron o bien máximos históricos o niveles de producción altos no observados en años anteriores. Sin embargo, los productores con costos de producción más elevados sufrieron las consecuencias del nivel de precios prevaleciente en el mercado, teniendo que revisar sus portafolios de inversión en actividades de perforación, principalmente, lo que incidirá en el mediano plazo en una disminución paulatina en la plataforma de producción a nivel mundial, con un probable repunte en los precios.

La OPEP mantuvo la posición adoptada desde la última reunión ordinaria del cártel en 2014, buscar mantener (expandir) su participación de mercado a pesar de la caída general de las cotizaciones. Por otra parte, la fortaleza del dólar ante la recuperación de la economía estadounidense, presionó los precios al encarecer el crudo frente a compradores con otras divisas.

La demanda de crudo en 2015 registró un avance de 1.7 millones de barriles diarios, impulsada principalmente por el alto consumo de gasolinas a escala mundial. Sin embargo,

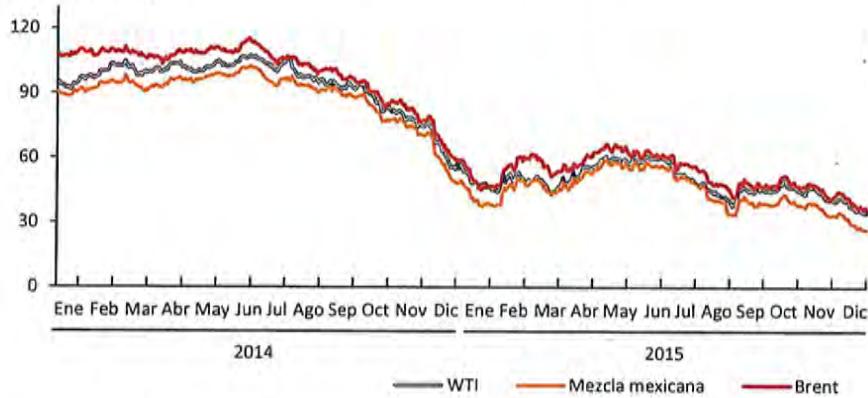
la debilidad de la economía global, así como las temperaturas moderadas del último trimestre del año limitaron el uso de combustibles para automotores y de calefacción (destilados). La desaceleración económica de las economías emergentes, principalmente la de China, aunado que el crecimiento económico es incierto en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), resultó en una reducción de la expectativa de consumo energético.

Los márgenes de refinación de la costa norteamericana del Golfo de México mantuvieron cierta fortaleza a lo largo del año, por lo que se incentivaron las corridas de refinación y la generación de productos refinados que tuvieron que ser almacenados ante una débil demanda. De esta forma, los inventarios de crudo y productos a nivel mundial alcanzaron niveles máximos no vistos durante años. En este sentido, las empresas petroleras integradas se vieron beneficiadas por un mercado en donde los productos refinados, si bien disminuyeron sus precios, éstos no lo hicieron en el mismo porcentaje que los correspondientes a los crudos, aportando utilidades extraordinarias para reducir el impacto global en sus resultados financieros. Cabe señalar que a fines de 2015 estos márgenes se redujeron.

Los conflictos geopolíticos en importantes regiones productoras como Medio Oriente, el Norte de África y Rusia causaron preocupación por una posible falla en el suministro de crudo; sin embargo, dichos temores no se materializaron y por el contrario la producción se mantuvo en aumento, mientras se esperaba que Irán incrementara sus exportaciones una vez que las potencias de occidente levantaran las sanciones que pesaban sobre ellas. Se estima que el superávit de crudo a nivel mundial durante 2015 se ubicó en 2 millones de barriles diarios (la producción de crudo de México en 2015 fue de 2.3 millones de barriles diarios).

En cuanto a los diferenciales de precio de acuerdo con las regiones de consumo, el marcador estadounidense *WTI* se fortaleció frente al europeo, *Brent Dated*: la diferencia en el precio del segundo frente al primero se redujo de 5.60 dólares por barril en el primer trimestre de 2015 a 1.60 dólares por barril en el último trimestre de 2015. La reducción del ritmo de crecimiento de la producción estadounidense durante 2015, ante menores inversiones en proyectos de exploración y explotación como consecuencia de los precios bajos, fortaleció al *WTI* particularmente hacia el cierre del año. En diciembre, el anuncio del levantamiento de la prohibición a la exportación de crudo doméstico por parte del gobierno estadounidense, impulsó al *WTI* y en algunos días incluso cerró por arriba del *Brent Dated*. El precio del marcador europeo sobre el estadounidense limita la llegada de crudos internacionales (apreciados con base en el *Brent*) a los Estados Unidos, ante su encarecimiento relativo frente a crudos locales.

Precios de petr6leo crudo Brent, WTI y mezcla mexicana (d6lares por barril)



En el caso del precio de la mezcla mexicana sigui6 una tendencia similar a la de los crudos marcadores y promedi6 en el a6o 43.29 d6lares por barril, 49.4% menor al precio de 2014. Por tipo de crudo, el Olmeca registr6 51.46 d6lares por barril, 45% menos, el Istmo 49.28 d6lares y el Maya 41.36 d6lares, mostrando una disminuci6n de 47.2% y de 50.6%, respectivamente. Al igual que en los crudos marcadores, en el mes de mayo estos crudos alcanzaron su precio m6s alto, 54.06 d6lares por barril para la mezcla mexicana de exportaci6n, cerrando en 28.68 d6lares el 6ltimo mes del a6o.

En este contexto, PMI continu6 con la estrategia de celebrar contratos de largo plazo para la comercializaci6n crudo, as6 como contratos con clientes en mercados en otras zonas geogr6ficas a fin de no afectar el precio de la mezcla mexicana en el Golfo de M6xico, lo que redujo el impacto negativo en el precio.

Gas natural

Con relaci6n al mercado de gas natural, el consumo a nivel mundial se increment6 principalmente para generaci6n el6ctrica por ser un combustible menos contaminante que el carb6n y por la incorporaci6n de m6ltiples plantas de licuefacci6n, que hoy permiten su transporte a largas distancias para complementar a las redes de gasoductos tradicionalmente utilizadas para este prop6sito. En este sentido, el mercado relevante para nuestro pa6s lo constituye el de Estados Unidos, ya que de ah6 se import6 aproximadamente una cuarta parte de la demanda que abasteci6 Petr6leos Mexicanos, y su tendencia es a incrementarse en los pr6ximos a6os.

El precio de este energ6tico tambi6n sufri6 las consecuencias de un mercado sobreofertado (con un m6ximo en el volumen almacenado en noviembre), promediando 2.59 d6lares por mill6n de *British Thermal Unit* (Btu)^{5/} en 2015, esto es 39.1% menor al promedio de 2014.

5/ Unidad de referencia para establecer precios dom6sticos.

Cabe señalar que el fenómeno meteorológico El Niño se presentó durante el 2014 y se extendió en el 2015, razón por la cual se registraron temperaturas más altas a las habituales, impactando los precios hacia el alza en verano (uso de gas para energía eléctrica utilizada en aire acondicionado) y aminorando su incremento durante el invierno (uso para calefacción).

Refinados y petroquímicos

Después de empezar el año con una tendencia precipitada a la baja por los precios internacionales del petróleo crudo, con un nivel de precios en enero de 130.28 centavos de dólar por galón, el precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México continuó el primer semestre con una recuperación importante, en junio de 2015 el precio llegó a 197.79 centavos de dólar por galón; para el segundo semestre nuevamente volvió a su tendencia bajista. El precio promedio anual de la gasolina regular fue de 156.93 centavos de dólar por galón, 38% inferior al del año previo, obedeciendo a una combinación de sobreoferta internacional de petróleo crudo y un menor crecimiento económico mundial que afectó a la demanda. El precio internacional de la gasolina Premium mostró el mismo comportamiento aunque fue 15% superior al precio de la gasolina regular.

En el 2015, el precio internacional del diesel promedió 151.66 centavos de dólar por galón, 42.9% menor al precio promedio de 2014, mostrando un comportamiento más similar al del petróleo crudo que al de las gasolinas, las cuales tuvieron una mayor recuperación en el primer semestre del año.

Los precios internacionales del polietileno presentaron una reducción generalizada a lo largo de 2015, con una variación anual aproximada de 24%; a mediados de año tuvieron una recuperación debida principalmente a la afectación en la oferta por la salida de varios *crackers* en Europa. Para la segunda parte del año, los precios se debilitaron por una disminución en la demanda y baja de precios del petróleo crudo.

Los precios internacionales de referencia del amoniaco mostraron una tendencia a la baja durante 2015. En particular, la referencia Caribe durante el periodo septiembre – diciembre de 2015 promedió 377 dólares por tonelada, 34% menor a lo registrado en el mismo lapso del año previo.

Durante 2015, los precios internacionales del metanol fueron influenciados principalmente por el comportamiento del mercado de China, a mediados de año por la demanda estacional de combustibles automotrices se observó una leve recuperación. Sin embargo, durante todo el año y más a finales de éste, los precios presentaron una tendencia a la baja debido al debilitamiento en la demanda de China. En promedio, los precios internacionales del metanol fueron 25% inferiores al año previo.

2.3. Factores de riesgo

Marco de Administración de Riesgos Empresariales

Derivado de la Reforma Energética y su reestructura organizacional, Petróleos Mexicanos está en proceso de integrar los riesgos que enfrenta la empresa a través del desarrollo de un Marco de Administración de Riesgos Empresariales que le permita contar con una cultura de riesgos y realizar una toma de decisiones enfocada a la optimización riesgo-retorno para la creación de valor. Antes de la Reforma Energética de 2013, la administración de riesgos se realizaba de manera individual a través de las áreas especializadas por tipo de riesgo.

Como parte de este Marco de Administración de Riesgos Empresariales, se 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 Petróleos Mexicanos. Asimismo, tiene entre sus funciones proponer al Director General 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 Petróleos Mexicanos.

Factores de riesgo

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

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

El monto de los pasivos de Petróleos Mexicanos es considerable y podría afectar la situación financiera de la compañía y los resultados de operación, situación que se detalla en el apartado análisis de información financiera.

Administración de riesgos financieros

Petróleos Mexicanos 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, Petróleos Mexicanos 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 Petróleos Mexicanos 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.

Petróleos Mexicanos 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.

Riesgo de mercado

Riesgo de tasa de interés

Petróleos Mexicanos 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.

Por otro lado, Petróleos Mexicanos invierte sus disponibilidades 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 Petróleos Mexicanos en dichas monedas.

Las inversiones de los portafolios de Petróleos Mexicanos 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/MNX^{6/}. Sin embargo, dichos riesgos están acotados mediante el establecimiento de límites de riesgo de mercado.

Riesgo de tipo de cambio

Una cantidad significativa de los ingresos de Petróleos Mexicanos 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 internas de gasolina y diesel netos del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), así como las ventas del gas natural, los condensados y 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.

Por otro lado, en lo que respecta a los egresos de Petróleos Mexicanos, 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 Petróleos Mexicanos adquiere para reventa en México o uso en sus instalaciones; mientras que, el monto de gastos de inversión y operación de Petróleos Mexicanos se establecen en pesos.

6/ Unidades de Inversión (UDI)/ peso mexicano (MXN).

Como resultado de esta estructura de flujos de efectivo, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el valor del balance financiero de Petróleos Mexicanos, mientras que la apreciación del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. Petróleos Mexicanos 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.

Cross-Currency Swaps

La mayor parte de la deuda de Petróleos Mexicanos está denominada en dólares o pesos. No obstante, no siempre es posible para Petróleos Mexicanos emitir deuda en estas monedas. Debido a la estructura de flujos mencionada anteriormente, las fluctuaciones en divisas distintas al dólar y el peso pueden incrementar los costos de financiamiento o generar una exposición al riesgo cambiario.

Para las emisiones en monedas distintas al peso y al dólar, y exceptuando a las emisiones en UDI, desde 1991 Petróleos Mexicanos tiene como estrategia de mitigación de riesgo utilizar IFD de tipo *Swap* para convertir dicha deuda a dólares. Con el fin de cubrir el riesgo inflacionario, cuenta con la estrategia de convertir a pesos la deuda denominada en UDI, sujeto a las condiciones de mercado. Como resultado de lo anterior, mantiene un portafolio de deuda con sensibilidad prácticamente nula a movimientos en los tipos de cambio de monedas distintas al dólar y el peso.

Riesgo de precio de hidrocarburos

Petróleos Mexicanos realiza periódicamente el análisis de su estructura de ingresos y egresos, con el fin de identificar los principales factores de riesgo de mercado a los que se encuentran expuestos los flujos de la empresa en lo relativo a precios de los hidrocarburos. Con base en dicho análisis, Petróleos Mexicanos monitorea las posiciones en riesgo más importantes y cuantifica el riesgo de mercado que dichas posiciones generan en el balance financiero de la compañía.

Petróleos Mexicanos evalúa constantemente la implementación de estrategias de mitigación, incluyendo aquellas que involucran el uso de IFD, considerando la factibilidad operativa y presupuestaria de las mismas.

En este sentido, durante 2015 Petróleos Mexicanos llevó a cabo coberturas a través de IFD tipo *Swap* sobre el precio de importación del propano, por una porción del volumen total de importación, dichas operaciones se contrataron con vencimiento en 2015.

Riesgo contraparte

Cuando el valor razonable de los IFD a cierta fecha es favorable para Petróleos Mexicanos, la Compañía se encuentra expuesta a perder dicho monto ante un evento de incumplimiento de las contrapartes. Para disminuir este riesgo, Petróleos Mexicanos monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y estima a su vez la exposición por riesgo de crédito de los IFD.

Cabe mencionar que las contrapartes elegibles con las que actualmente Petróleos Mexicanos realiza operaciones, son instituciones financieras con una calificación crediticia mínima de BBB-, la cual es emitida y revisada periódicamente por agencias calificadoras de riesgo y, adicionalmente, procura mantener un portafolio diversificado de contrapartes. Por otro lado, tiene contratados diversos *Swaps* de moneda de largo plazo, utilizando como mitigadores de riesgo, cláusulas de *recouping*.

Riesgo de liquidez

Actualmente Petróleos Mexicanos, a través de la planeación de financiamientos y la venta de dólares para el balanceo de las cajas, mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente tanto a sus gastos de operación e inversión, como a otras obligaciones de pago. Adicionalmente, cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez.

Para el diseño de estrategias de inversión de sus portafolios, Petróleos Mexicanos selecciona los horizontes considerando los requerimientos de flujo en cada divisa a fin de mantener la disponibilidad de los recursos.

Crédito comercial

Petróleos Mexicanos enfrenta riesgo de crédito comercial por el incumplimiento de los pagos de sus clientes, por lo cual cuenta con un marco normativo específico para la administración del crédito, al cual se le ha dado continuidad con la creación de las Empresas Productivas Subsidiarias. Por lo anterior, lleva a cabo un seguimiento y control continuo de su cartera de clientes, cuyo proceso operativo le permite mantener una cartera vencida prácticamente nula.

Administración de riesgos asegurables

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

Los seguros contratados cubren riesgos por destrucción accidental y repentina, incluidos los ocasionados por actos de terrorismo y sabotaje, así como cobertura para los ductos, almacenes y pozos y el producto empacado, los costos extraordinarios relacionados con la operación de pozos, tales como costos para hacer frente al descontrol de pozos y la re-perforación, gastos de evacuación y los costos por la responsabilidad asociada con derrames.

Petróleos Mexicanos también mantiene suficientes coberturas de responsabilidad civil general que cubren riesgos de responsabilidad ambiental. Asimismo, se cuenta con seguros de protección e indemnización para la flota de embarcaciones, seguro de vida para los empleados, seguro para automóviles y equipo pesado, seguros para actividades de perforación en aguas profundas y seguros contra todo riesgo en la construcción.

3. Exploración y producción de hidrocarburos

3.1. Exploración y desarrollo

En agosto de 2014, durante el proceso de la Ronda Cero, la Secretaría de Energía (SENER) otorgó a Pemex 108 títulos de asignación petrolera para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. En 2015 las actividades exploratorias se desarrollaron en las asignaciones otorgadas, en las cuencas del Golfo de México Profundo, Sureste (terrestre y marinas), Tampico Misantla y Burgos, dando prioridad a la perforación de pozos exploratorios, así como a la adquisición de datos sísmicos bidimensionales (2D) y tridimensionales (3D), capitalizando el conocimiento geológico de las cuencas, aplicando tecnología de vanguardia y cumpliendo con la seguridad y protección ambiental.

Adquisición de sísmica

En 2015 la actividad exploratoria se focalizó para obtener los mejores resultados con menos recursos. Por ello se programó y desarrolló sólo en las asignaciones otorgadas a Petróleos Mexicanos en la Ronda Cero lo que se puede observar al compararse con el año previo.

A continuación se presentan los principales resultados en exploración alcanzados durante 2015.

Exploración sísmica

Exploración	2014	2015	Var. (%)
Sísmica 2D (km)	3,258.4	645.2	-80.2
Sísmica 3D (km ²)	6,316.9	1,759.5	-72.1

Sísmica 2D

La adquisición sísmica 2D realizada durante el 2015 fue de 645.2 kilómetros (km) correspondiente en su totalidad a la exploración con el levantamiento sísmico Sur de Burgos 2D. De este levantamiento, contemplado para 2015, se anticipó la adquisición de 85 km el año anterior, con lo cual se alcanzó su meta de 730 km. Este estudio finalizó en junio de 2015.

La adquisición sísmica Sur de Burgos 2D tuvo como objetivo principal identificar los rasgos sísmicos asociados a los *plays* no convencionales para apoyar la generación y documentación de localizaciones exploratorias con objetivos en los yacimientos de aceite y gas en lutitas.

Sísmica 3D

La adquisición sísmica 3D realizada en 2015 fue de 1,759.5 kilómetros cuadrados (km²) de datos sísmicos, de los cuales 485 km² son del levantamiento sísmico Salsomera para

exploración y 1,274.5 km² del levantamiento sísmico Ku Maloob Zaap para el desarrollo de campos.

Descubrimiento de campos

En la Cuenca del Golfo de México Profundo se privilegió la búsqueda de aceite ligero y gas húmedo, teniendo importantes descubrimientos, en la porción Norte del Golfo de México en la Provincia Cinturón Plegado Perdido se terminó el pozo exploratorio Cratos-1A productor de aceite y gas, en la porción Sur del Golfo de México, el pozo exploratorio Hem-1 productor de gas húmedo.

En la porción marina de las Cuencas del Sureste se tuvieron descubrimientos en *plays* del Mesozoico y Terciario con los pozos exploratorios productores de aceite y gas: Batsil-1, Cheek-1, Xikin-1, Esah-1, Tecoalli-1001 y Jaatsul-1, y en la porción terrestre, dos descubrimientos con los pozos productores Licanto-1 y Licayote-1.

Continuó la delimitación de yacimientos para dar mayor certeza a las reservas descubiertas y reducir el tiempo entre el descubrimiento y la primera producción con los pozos delimitadores productores de aguas profundas Maximino-1DL, Nat-1DL y en aguas someras con el pozo delimitador Tsimin-3DL.

Terminación de pozos exploratorios

En 2015, se concluyeron 26 pozos exploratorios, 8% más que el año previo, de ese total 18 fueron pozos productores (cinco de ellos resultaron no comerciales) y ocho improductivos. Con estos resultados se obtuvo un éxito geológico de 69% y un éxito comercial de 50%.

Perforación de pozos por objetivo, 2015

Objetivo del pozo	Número	Resultados
En busca de nueva acumulación	20	Uno productor de aceite Cinco productores de aceite y gas Dos productores de gas húmedo Uno productor de gas y condensado Uno productor no comercial de aceite Dos productores no comerciales de aceite y gas Uno productor no comercial de gas húmedo Uno productor no comercial de gas seco Seis improductivos invadidos de agua salada
De sondeo estratigráfico	1	Improductivo invadido de agua salada.
Delimitación del yacimiento	3	Uno productor de gas y aceite Uno productor de gas húmedo Uno productor de gas y condensado.
En busca de yacimiento más profundo	2	Uno productor de gas y aceite Uno improductivo invadido de agua salada.

Avance de proyectos en aguas profundas

En 2015, en la Cuenca del Golfo de México Profundo, la exploración se enfocó en las asignaciones otorgadas a Petróleos Mexicanos en la Ronda Cero, privilegiando la búsqueda de aceite ligero y gas húmedo. El conocimiento y resultados de los pozos han permitido identificar dos áreas prioritarias de los proyectos: Área Perdido y Holok.

Proyecto Área Perdido

Se han tenido importantes logros en esta área y mucha actividad. En el último trimestre de 2015 se terminaron los pozos Cratos-1, el cual resultó productor de gas y condensado, así como el pozo Astra-1, que fue improductivo por invasión de agua salada.

Inició la perforación del pozo Exploratus-1DL (plataforma La Muralla IV), en un tirante de agua de 2,252 metros (m) con una profundidad programada total de 5,730 m. El objetivo es corroborar la extensión de los yacimientos del Eoceno Inferior Wilcox 100 y 350 hacia el extremo suroeste de la estructura, así como disminuir la incertidumbre en el límite vertical y horizontal de los yacimientos, reclasificando el volumen de reservas del campo Exploratus. Al cierre de 2015 se perforaba a una profundidad de 5,865 m.

En la Provincia Cinturón Plegado Perdido, inició la perforación del pozo Melanocetus-1, intervenido con la plataforma semisumergible Centenario, en un tirante de agua de 2,830 m con una profundidad programada total de 5,030 m. El objetivo es corroborar la continuidad de los yacimientos del Oligoceno inferior que resultaron productores en el campo Supremus. Al cierre de 2015 está en etapa de perforación a una profundidad de 4,271 m.

Continuando con la evaluación de la Provincia Cinturón Plegado Perdido, el pozo Tiaras-1 fue intervenido con la plataforma semisumergible West Pegasus, en un tirante de agua de 2,493 m con una profundidad programada de 4,830 m. El objetivo es evaluar las arenas del Eoceno inferior Wilcox. Al cierre de 2015 se encuentra en etapa de perforación a una profundidad de 4,830 m desarrollados.

Proyecto Holok

Con este proyecto ubicado en la porción sur del Golfo de México se descubrió una mega provincia de gas húmedo, por lo cual las actividades exploratorias se han enfocado a cuantificar su potencial.

En el cuarto trimestre de 2015 se terminó el pozo exploratorio Nat-1DL con la plataforma semisumergible Centenario, en un tirante de agua de 2,675 m alcanzando una profundidad total de 4,569 m, que resultó productor de gas húmedo al evaluar y confirmar la continuidad de las arenas productoras del Mioceno de pozo Nat-1.

Avance de proyectos en áreas no convencionales

Con la asignación de áreas en la Ronda Cero y para fines de exploración y extracción de recursos no convencionales de aceite y gas en lutitas, la SENER asignó a Pemex nueve áreas que cubren una superficie de 8,115 km² y contienen un volumen de recursos prospectivos de 5,223 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). Lo anterior con el objetivo de que Pemex continúe con la evaluación de recursos no convencionales técnicamente recuperables y que comience en el corto y mediano plazo las fases piloto de desarrollo y explotación intensiva de este tipo de yacimientos.

Las nueve asignaciones están agrupadas en cuatro áreas: Garza en la provincia geológica de Burro-Picachos, Anélido en el sector sur de la Cuenca de Burgos, Tantocob y Puchut, en la porción centro-norte y sur, respectivamente, de la Cuenca Tampico-Misantla.

Previo a la Reforma Energética, Pemex identificó recursos prospectivos en *plays* no convencionales del orden de 60.2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce). De ese volumen, únicamente 5.2 MMMbpce, 8% están considerados en las áreas asignadas.

En enero de 2015 se terminó el pozo Serbal-1, productor no comercial de gas húmedo, el cual se encuentra ubicado en la Cuenca de Burgos, cuyo objetivo fue probar el concepto del *play* no convencional en las lutitas calcáreas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, así como evaluar su potencial y productividad.

Actividad física de desarrollo

A pesar de las restricciones presupuestales que no permitieron cumplir con los programas, en el 2015 se logró perforar 256 pozos de desarrollo que se compara con los 389 programados, un cumplimiento de 65.8%. Para enfocar la perforación a aquellos campos más rentables, el presupuesto se limitó en los activos Burgos y Poza Rica-Altamira, principalmente.

Actividad física

Pozos de desarrollo (número)	2014	2015	Var. (%)
Perforados	516	256	-50.4
Terminados	511	286	-44.0
Intervenciones a pozos	5,868	5,374	-8.4

Se terminaron 286 pozos de desarrollo, lo que se reflejó en una producción incremental promedio de 117 Mbd de crudo y 279 MMpcd de gas. Del total de pozos terminados, 244 fueron terrestres y 42 marinos, de este total resultaron 212 productores de crudo, 45 productores de gas y condensado, uno productor de gas húmedo, 8 productores de gas seco y 20 improductivos, con lo anterior se tuvo un éxito de desarrollo de 93%.

El cumplimiento en pozos terminados respecto al programa fue de 68.9%, es decir 129 pozos menos, lo anterior debido principalmente a la incertidumbre por la migración de los contratos CIEP y COPF, y por el retraso en la autorización del programa anual de trabajos en la Región Norte; por problemas mecánicos y cambio de objetivo en la Región Sur; y por problemas operativos y espera de suministros en la Región Marina Suroeste.

Se realizaron 5,374 intervenciones a pozos, 1,145 más respecto al programa para un cumplimiento de 127.1%, con una producción de 152,460 barriles diarios de crudo y 344 MMpcd de gas. La razón de haber realizado un mayor número de intervenciones fue producto de la estrategia para el sostenimiento de la producción base, principalmente en las regiones Norte y Sur. Esta fue una de las acciones tomadas y que fue exitosa para compensar la caída en la producción debido a la declinación en Cantarell.

3.2. Reservas de hidrocarburos

Con base en los objetivos establecidos en el Plan de Negocios 2014-2018, en 2015 se desarrollaron las actividades descritas en el punto anterior, alineadas a la estrategia exploratoria con la finalidad de incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación.

En aguas someras se descubrieron nuevos yacimientos con los pozos exploratorios Batsil-1, Cheek-1, Xikin-1, Esah-1, Tecoalli-1 y Jaatsul-1. Asimismo, se delimitó el bloque oriental (Cretácico) del campo Tsimin con el pozo Tsimin-3DL. Estos descubrimientos en conjunto incorporaron una reserva 3P del orden de 650 MMMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano plazo.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018^{7/}

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var. (%) ^{1/}
	Real	Real	Meta	
Objetivo 1. Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación				
Incorporación de reservas 3P (MMMbpce)	0.8371	0.651*	1.671	Fuera del parámetro

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como $[(\text{Valor real} - \text{meta}) / \text{meta}]$. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

*Dato preliminar que depende de la aprobación de las reservas 3P por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Durante 2015, en aguas profundas al Norte del Golfo de México, en la Provincia Geológica Cinturón Plegado Perdido, se terminó el pozo Cratos-1A, como se comentó, y se delimitaron los campos Maximino y Exploratus, mientras que al Sur del Golfo de México, en la Provincia Geológica Salina del Istmo, se terminó el pozo Hem-1 y se delimitó el campo Nat.

7/ Los resultados se presentan vinculados al Plan de Negocios 2014-2018 vigente durante 2015 y sus metas incluyen la actualización aprobada por el Consejo de Administración el 10 de junio de 2014. Los objetivos estratégicos que se presentaron en la sección "Estrategia y perspectivas" corresponden al Plan de Negocios 2016-2020.

Los descubrimientos en aguas profundas comprenden un volumen de hidrocarburos del orden de 412 MMbpce, los cuales se consideran recursos contingentes debido a los precios bajos actuales de los hidrocarburos en el mercado.

En áreas terrestres, los pozos Licanto-1, productor de aceite y Licayote-1, productor de gas húmedo, descubrieron yacimientos con un recurso contingente del orden de 7 MMbpce cercanos a infraestructura.

Considerando los recursos contingentes, en 2015 se descubrieron recursos por 1,070 MMbpce con una inversión de 35,123 millones de pesos. Cabe señalar que la meta de incorporación de 1,671 MMbpce se documentó con una inversión del orden de 41,000 millones de pesos.

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

En aguas profundas y en lo que respecta a aceite y gas en lutitas se están tomando acciones que nos permitan evaluar los recursos, complementando las capacidades para la exploración en estas áreas mediante el desarrollo de alianzas. De tal manera que en el mediano y largo plazos se puedan incorporar las reservas y la producción con este tipo de recursos.

En lo que se refiere a reservas probadas de hidrocarburos del país al 1 de enero de 2016, la CNH emitió su aprobación el 30 de marzo. Del total de las reservas de la nación, las asignadas a Petróleos Mexicanos ascendieron a 7,977 millones de barriles de petróleo crudo, condensados y líquidos de plantas y 8,610 mil millones de pies cúbicos de gas seco. De esta forma la relación reservas-producción para reservas probadas es de 8.1 años.

Del total de reservas, las desarrolladas son 5,724 millones de barriles de petróleo crudo y 6,012 mil millones de pies cúbicos de gas, mientras que el resto son no desarrolladas.

La composición de las reservas probadas de Petróleos Mexicanos se presenta a continuación:

Reservas probadas de Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2016

	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	9,632.0	7,141.6	116.9	718.0	1,655.4	12,064.2	8,609.8
Aguas profundas	93.8	0.0	4.7	0.0	89.1	518.7	463.6
Aguas someras	6,271.3	5,229.0	61.5	329.2	651.6	5,364.4	3,388.9
Campos terrestres	3,266.9	1,912.6	50.7	388.8	914.7	6,181.1	4,757.3

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.

Cabe señalar que las reservas probadas + probables + posibles (3P) se encuentran en proceso de certificación y aprobación por parte de la CNH.

3.3. Producción de crudo y gas natural

En 2015 la producción de petróleo crudo fue 2,267 Mbd, 162 Mbd menor al año previo. Se registró una menor contribución del Activo de Producción Cantarell al reportarse una declinación mayor a la estimada, cierre de pozos por alta relación gas aceite, incremento en la producción de agua, menor beneficio en la reparación por atraso en pozos de los campos Akal y Ek y cancelación de operaciones en pozos del campo Akal.

En abril de 2015 se registró un accidente en la plataforma Abkatún-A, el cual provocó el cierre de pozos en los campos Caan, Ixtal, Ku y Zaap. Con el fin de compensar la producción, se efectuaron ampliaciones en pozos de los campos Chuhuk, Homol y Tsimin.

El Activo de Producción Litoral de Tabasco registró una mayor producción derivado del comportamiento del campo Xux, pese al efecto en los campos Bolontikú y Yaxché por el impacto en la capacidad de manejo de crudo, y el atraso en los pozos Tsimin y Xanab-22.

Las desviaciones en la producción de hidrocarburos observada en 2015 respecto a las metas se encuentran asociadas principalmente al ajuste en el presupuesto que obligó a la empresa

a focalizar la producción a aquellos campos con mejor estructura de costo, así como a situaciones de carácter operativo.

Producción de hidrocarburos

Producción	2014	2015	Var. (%)
Crudo (Mbd)	2,428.8	2,266.8	-6.7
Pesado	1,265.5	1,152.3	-8.9
Ligero	1,163.3	1,114.5	-4.2
Gas hidrocarburo (MMpcd)	5,757.8	5,504.4	-4.4
Asociado	4,045.9	3,929.1	-2.9
No asociado	1,712.0	1,575.3	-8.0
Gas natural ^{1/}	6,531.9	6,401.0	-2.0
Condensados (Mbd)	43.2	39.3	-9.0

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo

1/ Incluye nitrógeno.

La distribución de crudo promedió 2,242 Mbd, enviándose 1,178 Mbd a terminales de exportación y 1,064 Mbd al SNR.

La producción de gas natural fue 6,401 MMpcd, de los cuales 5,504.4 MMpcd correspondieron a gas hidrocarburo (no incluye 896.6 MMpcd de nitrógeno), y se distribuyeron un total de 4,720.9 MMpcd a los complejos procesadores de gas. La entrega neta de gas, descontando los insumos de gas residual para los complejos procesadores de gas, fue 3,571.8 MMpcd.

Con el fin de compensar la disminución en el envío de gas marino se llevaron a cabo un conjunto de acciones que incluyeron: ampliaciones de pozos del Activo de Producción Litoral de Tabasco, principalmente de los campos Tsimin, Xux, Xanab, Kab, May, Yaxché y del Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc en sus campos Chuhuk y Homol; una mayor producción de gas en Cantarell; y una mayor producción de gas en campos de los activos Bellota-Jujo, Macuspana-Muspac, Burgos y Aceite Terciario del Golfo, por beneficio en la terminación de pozos.

Es relevante comentar que como resultado de los ajustes relacionados con la adecuación, que disminuyó el gasto corriente en 62 mil millones de pesos (58,794 mil millones de pesos de inversión y 3,206 mil millones de pesos de operación), se realizó un ajuste en el escenario operativo de 2015 (Programa Operativo Trimestral I), que ubicó la meta anual para petróleo crudo en 2,288.3 Mbd, con lo que durante 2015 se tuvo un cumplimiento de 99.1% de esta meta ajustada. En lo que respecta a gas natural la meta fue 6,361.4 MMpcd, para un cumplimiento de 100.6%.

A continuación se presentan los principales proyectos de exploración y producción:

En 2015 destaca por su producción el proyecto Ku-Maloob-Zaap con 849 Mbd de crudo y 444 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas hidrocarburo, que significaron el 37.5% y 8.1%, respectivamente, de la producción nacional. El proyecto tuvo un ejercicio de 40,920 millones de pesos, que representó un cumplimiento de 105.2% del presupuesto asignado, debido a mayores erogaciones para el mantenimiento de infraestructura de manejo de producción, construcción de obras complementarias y reparaciones mayores a pozos. Su avance físico fue 100%, destacó el avance en construcción de plataformas marinas y reparaciones mayores.

El proyecto Cantarell se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada: aportó 228 Mbd de crudo y 607 MMpcd de gas hidrocarburo, que representaron 10.1% y 11.0%, respectivamente, de la producción nacional. Su ejercicio de inversión ascendió a 27,339 millones de pesos, con un cumplimiento de 86.5% del presupuesto, debido al menor ejercicio en la modificación de las instalaciones de producción, a las asignaciones de los gastos de gestión de activos y al mantenimiento de equipos de perforación.

El proyecto Crudo Ligero Marino que se encuentra en etapa de declinación y mantenimiento, produjo un total de 99 Mbd de crudo y 336 MMpcd de gas, contribuyendo con 4.4% y 6.1% de la producción nacional, respectivamente. El proyecto ejerció 15,421 millones de pesos, equivalente al 104.4% del presupuesto asignado, resultado del aumento en las erogaciones en reparaciones mayores a pozos y desarrollo de infraestructura.

El proyecto Chuc registró una producción de 236 Mbd de crudo y 351 MMpcd de gas, lo que representó un cumplimiento de 96.9% y 93.7%, respectivamente. En este proyecto destacó el avance en la terminación de pozos de desarrollo. El ejercicio de inversión sumó 17,404 millones de pesos, lo que significó un cumplimiento de 108.9%, como resultado de mayores erogaciones en las actividades de perforación, terminación y reparaciones mayores a pozos.

El proyecto Burgos se encuentra en etapa de producción y aportó el 17.2% de la producción nacional de gas con 1,099 MMpcd, mismos que representó un cumplimiento de 101.3% de la meta establecida. El avance físico del proyecto tuvo un cumplimiento de 99.9% del programa, ejerciendo una inversión de 16,264 millones de pesos.

El costo de producción de hidrocarburos en 2015 fue de 9.40 dólares por barril, mismo que incorpora, a partir de dicho año, el pago de Derechos de Extracción de Hidrocarburos y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Este cambio se debe a la aplicación de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos. En este contexto el costo de producción calculado con la metodología anterior^{8/} sería 6.82 dólares/bpce.

8/ Considera mantenimiento, mano de obra, compras interorganismos, servicios generales, administración y servicios corporativos, compra de gas y otros.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var. (%) ^{1/}	Referencia
		Real	Meta		
Objetivo 2. Incrementar la producción de hidrocarburos					
Producción de crudo (Mbd)	2,429	2,267	2,400 ^{2/}	-5.5	N.A.
Producción de gas natural (MMpcd) ^{3/}	5,758	5,504	5,783 ^{2/}	-4.8	N.A.
Objetivo 3. Obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción					
Costo de producción (US\$/bpce) ^{4/}	8.22	6.82 ^{4/}	≤7.75	Dentro del parámetro	18.59 ^{5/}
Gas a PGPB (MMpcd) ^{6/}	3,945	3,571.8	4,009 ^{2/}	-10.9	N.A.
Objetivo 9. Garantizar la operación segura y confiable					
PEP- Índice de paros no programados (IPNP) (%) ^{7/8/}	0.5	0.3	1.0	-0.7	1

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como [(Valor real-meta)/meta]. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ Actualización de metas 2015 aprobada por el Consejo de Administración el 10 de julio de 2014.

3/ No incluye nitrógeno.

4/ Costo de producción consistente con la determinación de la meta (incluye mantenimiento, mano de obra, compras interorganismos, servicios generales, administración y servicios corporativos, compra de gas y otros). En 2015 se incorporan el pago de Derechos de Extracción de Hidrocarburos y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, de esta forma el costo se ubica en 9.40 dólares/bpce.

5/ IHS – Herold Promedio de las principales compañías, 2014: BP, Chevron, ENI, Exxon, Shell, Statoil, Total y Petrobras.

6/ Entrega neta de PEP a PGPB, descontando los insumos de gas residual para los complejos procesadores de gas.

7/ IPNP por pérdida de función en instalaciones críticas (42 instalaciones).

8/ En 2015 se refleja el beneficio por la incorporación de equipos nuevos en Litoral de Tabasco para el manejo de gas.

l/ Indicador inverso.

N.A. No aplica.

El envío de gas a complejos procesadores de gas tuvo una disminución importante, principalmente por la declinación en la producción de gas seco en el activo Burgos y de gas húmedo amargo de la Región Sur, además de la menor disponibilidad de gas marino.

En cuanto a la confiabilidad operativa, PEP mejoró substancialmente el índice de paros no programados respecto a la meta y a la referencia internacional, derivado de la restitución de las condiciones mecánicas de las instalaciones críticas asociadas a compresión de alta presión y *booster*, así como turbobombas.

En 2015, el gas enviado a la atmósfera fue 593 MMpcd, 95.2% superior al año anterior, lo que se reflejó en un aprovechamiento de gas natural de 93.2%, inferior 4.8 puntos porcentuales a la meta establecida en el Plan de Negocios, situación que se debió principalmente a problemas operativos en sistemas de compresión que afectan el desempeño del indicador. Además de lo relativo a resolver los problemas operativos señalados, se desarrollan acciones tendientes a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en su conjunto.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var. (%) ^{1/}	Referencia
	Real	Real	Meta		
Objetivo 3. Obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción					
Aprovechamiento de gas natural (%) ^{2/}	96.2	93.2	98.0 ^{3/}	-4.8	96 ^{4/}

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como $[(\text{Valor real} - \text{meta}) / \text{meta}]$. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ No incluye nitrógeno.

3/ Actualización de la meta 2015 conforme al escenario correspondiente a las modificaciones aprobadas por el Consejo de Administración el 10 de julio de 2014.

4/ No se dispone de una referencia internacional generalmente aceptada. La referencia de la industria empleada del 96%, se determinó con base en cálculos propios utilizando información de la EIA-EUA sobre producción de gas natural y envío de gas a la atmósfera considerando los 24 países más relevantes sobre el tema.

Nuevas modalidades contractuales de exploración y extracción

Pemex necesita utilizar todas las figuras previstas por la Reforma Energética y migrar hacia el nuevo régimen contractual, para aumentar la producción y la productividad de sus operaciones, incorporar nuevas reservas, implementar tecnologías para campos complejos, diversificar sus fuentes de financiamiento y mejorar el régimen fiscal de la empresa.

Dadas las nuevas condiciones del mercado, Pemex está replanteando su estrategia y criterios para seleccionar los mecanismos de ejecución bajo las nuevas modalidades contractuales.

En una primera fase, se ha trabajado en la migración de los Contratos de Obra Pública Financiada y de los Contratos Integrales de Exploración y Producción a los nuevos Contratos de Exploración y Extracción (CEE).

Respecto a los *farm out*, se analiza el mérito de cada una de las asignaciones, de manera que se seleccionen aquellas que serán migradas sin socio, las que se migrarán con socio (*farm out*) y las que deberán ser diferidas. Además, se revisa si éstas se agruparán y cuál es el plan de exploración y extracción que maximiza su rentabilidad. Una vez concluidas estas definiciones, se presentará a la SENER la solicitud de migración.

4. Refinación, proceso de gas y petroquímica

4.1. Elaboración de petrolíferos

En 2015, las seis refinerías que conforman el Sistema Nacional de Refinación y que fueron parte de Pemex-Refinación, se integraron a Pemex Transformación Industrial.

Proceso de crudo

Durante 2015 Pemex procesó en el SNR 1,064.5 mil barriles diarios (Mbd) de crudo, cifra 7.8% inferior a la registrada en 2014. El menor proceso de crudo se explica principalmente por mantenimientos correctivos en las refinerías de Minatitlán, Salamanca y Tula, por presencia de cloruros orgánicos en el crudo y por fallas de servicios auxiliares que ocasionaron paros no programados en plantas de proceso.

Asimismo, el nivel de proceso de crudo se redujo en Tula, derivado de una acumulación de combustóleo, por problemas en el desalojo del mismo hacia las costas para su exportación. En este sentido se han instrumentado acciones como la incorporación de carros tanque, para asegurar su desalojo.

La reducción en el proceso de crudo representó aproximadamente una tercera parte del volumen adicional al contractual de 101 millones de barriles de crudo mexicano colocado en el mercado de exportación, principalmente Istmo y Maya.

Proceso de petróleo crudo en el Sistema Nacional de Refinación
(miles de barriles diarios)

	2014	2015	Var. (%)
Petróleo crudo	1,155.1	1,064.5	-7.8
Pesado	498.6	483.3	-3.1
Superligero, ligero y otros	656.5	581.2	-11.5

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

Producción de petrolíferos

La producción de petrolíferos en las refinerías fue de 1,114.3 Mbd, cifra 7.6% inferior con respecto al año anterior:

- La producción de gasolinas se ubicó en 381.4 Mbd, 9.5% inferior al año previo. Del total de la producción de gasolinas, 27.6% corresponde a ultra bajo azufre.
- Se obtuvieron 274.7 Mbd de diesel, volumen 4.2% inferior al registrado en el año anterior. Del total de la producción de diesel, 30.2% correspondió a Pemex Diesel UBA.

- La producción de turbosina disminuyó 10.4% respecto al año precedente al ubicarse en 47.8 Mbd.

Este comportamiento se debe a la reducción en el proceso de crudo previamente comentada; adicionalmente, contribuyó la reducción del proceso de crudo superligero y ligero.

Los menores volúmenes de petrolíferos producidos, principalmente gasolinas y diesel, impactaron en las operaciones de abastecimiento y logística, ya que se tuvo que recurrir a importaciones adicionales de estos combustibles, para garantizar el suministro primordialmente en el centro del país, lo que saturó la infraestructura de almacenamiento y transporte por ducto, carro tanque y auto tanque.

La producción de combustóleo promedió 237.4 Mbd, cantidad 8.4% menor respecto al año previo, debido principalmente al menor proceso de crudo; además influyeron factores como una mayor carga a la planta coquizadora de la refinería de Madero y la entrada en operación de la planta reductora de viscosidad de la Refinería de Tula. Cabe destacar que la conversión de residuales en las plantas coquizadoras con que cuenta el SNR le incorporan valor por la obtención de gasolinas y diesel.

El índice de paros no programados excedió en 0.7 puntos porcentuales la meta del Plan de Negocios. Este comportamiento fue causado por fallas recurrentes en la operación y mantenimiento, resultado del deterioro en las plantas de proceso de alta conversión, en particular en las refinerías de Minatitlán, Tula y Salina Cruz.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var. (%) ^{1/}	Referencia
	Real	Real	Meta		
Objetivo 9. Garantizar la operación segura y confiable					
PR/SP – Índice de paros no programados (IPNP) (%) ^{2/}	3.6	3.7	3.0	0.7	1.0

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como [(Valor real-meta)/meta]. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ IPNP por causas internas (propias).

Producción de petroquímicos en el SNR

Adicional a los petrolíferos, en el SNR se produjeron 1,077.6 Mt de petroquímicos. La producción de propano-propileno en refinerías fue de 440.9 Mt, cifra inferior en 3.1% a la observada en 2014, este comportamiento se atribuye principalmente a la presencia de cloruros orgánicos en el crudo, que generaron afectaciones en la operación y producción de las refinerías de Tula y Salamanca. También contribuyeron a este comportamiento el retraso en la modernización y arranque en la planta catalítica 1 de la refinería Cadereyta, así como el retraso en la rehabilitación y arranque de la catalítica 1 de la refinería de Tula. La producción

de materia prima para negro de humo en refinerías se ubicó a 297.5 Mt, cantidad inferior en 15.2% respecto al año previo.

Producción en el Sistema Nacional de Refinación
(miles de barriles diarios)

Producto	2014	2015	Var. (%)
Petrolíferos (Mbd) ^{1/}	1,206.1	1,114.3	-7.6
Gas licuado ^{2/}	26.4	21.4	-18.9
Gasolinas ^{1/}	421.6	381.4	-9.5
Diesel	286.6	274.7	-4.2
Turbosina	53.4	47.8	-10.5
Combustóleo	259.2	237.4	-8.4
Otros ^{3/}	158.8	151.6	-4.5
Petroquímicos ^{4/} (Mt)	1,182.8	1,077.6	-8.9

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

1/ Incluye gasolinas del crudo y de transferencias.

2/ No incluye gas licuado proveniente de mezcla de butanos, ya contabilizado en la producción de los complejos procesadores de gas (7 Mbd en 2014 y 5.1 Mbd en 2015).

3/ El rubro de otros incluye: gas seco, gasóleos, aceite cíclico ligero, aeroflex, asfaltos, coque, extracto furfural, grasas, lubricantes y parafinas.

4/ La elaboración de petroquímicos en el SNR comprende propileno, azufre, anhídrido carbónico, isopropanol y materia prima para negro de humo.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var. (%) ^{1/}	Referencia
	Real	Real	Meta		
Objetivo 4. Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación					
Rendimiento de gasolinas y destilados (%)	64.9	65.1	66.1 ^{2/}	-1.0	* 78.1 ** 77.0 *** 84.8 ****79.7 ^{3/}
Índice de intensidad energética (índice) ^{1/}	140.0	142.0	123.0	19.0	* 96.5 ** 101.1 *** 101.9 ****99.9 ^{3/}
Objetivo 5. Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico					
Producción de petrolíferos (Mbd) ^{4/}	1,213	1,119.4	1,238 ^{5/}	-9.6	N.A.

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como [(Valor real-meta)/meta]. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ Actualización de la meta 2015 conforme al escenario correspondiente a las modificaciones aprobadas por el Consejo de Administración el 10 de julio de 2014.

3/ Resultados del Estudio BIANUAL SNR - SOLOMON 2014. *Promedio de Estados Unidos. **Grupo EDC II. ***Grupo EDC III. **** Grupo EDC IV.

4/ Sólo SNR. Incluye gas licuado y gas licuado de mezcla de butanos.

5/ Actualización de metas 2015 aprobada por el Consejo de Administración el 10 de julio de 2014.

1/ Indicador inverso.

N.A. No aplica.

Respecto al indicador rendimiento de gasolinas y destilados del Plan de Negocios, éste se vio afectado por el índice de paros no programados, comentado previamente.

Con relación al índice de intensidad energética, su desviación respecto a la meta del Plan de Negocios se debe a que no ha sido posible incorporar todos los proyectos contemplados que tienen como propósito ahorrar energía en los procesos de refinación, generación de energía eléctrica y de vapor.

El desempeño de las operaciones de refinación está asociado principalmente a la pérdida de confiabilidad e ineficiencias en la operación. Las acciones para revertir los resultados se encaminarán a aprovechar la infraestructura más redituable, desincorporar activos improductivos, optimizar la asignación de los recursos y establecer un estricto control de los costos.

Proyectos de inversión en el SNR

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

Aprovechamiento de residuales en la Refinería Miguel Hidalgo, Tula

Con este proyecto se busca incrementar la rentabilidad de la empresa mediante la sustitución de crudo ligero por pesado disponible, así como la producción de combustibles de alto valor agregado y mayor calidad. Al cierre de 2015, el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle registró un avance de 81.5%.

Calidad de combustibles

Pemex mantiene su compromiso con el medio ambiente, en este sentido continúa con el esfuerzo de integrar al SNR la infraestructura necesaria para producir combustibles con calidad ultra bajo azufre (UBA), que permita dar cumplimiento a la normatividad ambiental.

Fase diesel

Calidad de combustibles fase diesel Cadereyta, considera la ingeniería, procura y construcción (IPC) 1 de tres plantas nuevas; IPC 2 tres plantas a modernizar; IPC 3 planta nueva de hidrógeno y conclusión del gasoducto de 12 pulgadas; IPC 4 adecuación de sitio para la planta hidrosulfuradora y la planta recuperadora de azufre. Los primeros tres están en ejecución y el último ya se concluyó.

Calidad de combustibles fase diesel resto del SNR. Al cierre de 2015 en la refinería de Madero concluyeron los levantamientos topográficos, tubería y drenajes, así como levantamiento de trayectorias eléctricas. Se terminó la adecuación de sitio para plantas hidrosulfuradoras de destilados intermedios, planta productora de hidrógeno y planta

recuperadora de azufre. En las refinerías de Minatitlán y Tula concluyeron los trabajos del contrato mediante esquema libro abierto (*OBCE-Open Book Cost Estimate*).

Fase gasolinas

Considera la construcción de unidades hidrodesulfuradoras de gasolina catalítica (ULSG) y unidades regeneradoras de amina, entre otra infraestructura. Al cierre de 2015, en la refinería Tula se tuvo un avance de 96.5%, en Salamanca 97%, Salina Cruz 97.1% y Minatitlán 99.2%. Para Cadereyta y Madero, las plantas se encuentran en operación desde febrero de 2014 y julio de 2015, respectivamente.

Conversión de residuales Salamanca

Busca posicionar a la refinería de Salamanca como de alta conversión, rentable, competitiva, eficiente, segura y ambientalmente limpia, mediante la conversión de las corrientes residuales en destilados de mayor valor, mejorando la balanza comercial y contribuyendo a la reducción de los niveles de contaminación en la zona, incrementando la producción de gasolinas y diesel. Al cierre de 2015 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 es de 42%.

4.2. Proceso de gas natural y líquidos del gas

Los complejos procesadores de gas formaron parte de Pemex-Gas y Petroquímica Básica hasta el inicio de operaciones de Pemex Transformación Industrial, Empresa Productiva Subsidiaria a la que se incorporaron.

En 2015 se procesaron 4,072.8 MMpcd de gas húmedo, cifra que resultó 6.2% inferior con respecto al año anterior, lo que se explica principalmente por una menor disponibilidad, que disminuyó en 180.4 MMpcd para el gas húmedo amargo y 142.4 MMpcd para el gas húmedo dulce, respecto al año previo.

Dicho comportamiento es resultado de la menor oferta de gas húmedo amargo proveniente del Mesozoico por la declinación natural de pozos, así como por la menor oferta de gas marino, debido a la menor producción, en 2015, del Activo Abkatún-Pol-Chuc. También contribuyó la disminución en la producción de gas húmedo dulce de los campos del Activo Integral Burgos.

Por su parte, el proceso de condensados promedió 45.1 Mbd, 3.5 Mbd inferior al registrado en el año anterior, como consecuencia de la reducción en la entrega de condensados amargos principalmente del Mesozoico y condensados dulces de Burgos.

Proceso de gas y condensados
(millones de pies cúbicos diarios)

	2014	2015	Var. (%)
Gas húmedo total	4,342.7	4,072.8	-6.2
Gas húmedo amargo	3,356.4	3,225.3	-3.9
Gas húmedo dulce	986.3	847.5	-14.1
Condensados ^{1/} (Mbd)	48.6	45.1	-7.2

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

1/ Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

La producción de gas seco^{9/} se ubicó en 3,397.5 MMpcd, volumen inferior en 242.4 MMpcd con respecto al año anterior, como consecuencia de la menor disponibilidad de gas húmedo amargo y dulce de PEP.

Producción en complejos procesadores de gas
(miles de barriles diarios)

	2014	2015	Var. (%)
Gas seco ^{1/} (MMpcd)	3,639.9	3,397.5	-6.7
Líquidos del gas ^{2/}	363.7	327.3	-10.0
Gas licuado ^{3/}	175.7	149.7	-14.8
Etano	110.4	107.3	-2.8
Gasolinas naturales	76.6	69.1	-9.8
Azufre (Mt) ^{4/}	603.1	538.4	-10.7

1/ La disponibilidad total de gas natural, incluyendo la producción de plantas, el etano inyectado a ductos y el gas directo de campos que entrega PEP fue 4,392.8 MMpcd en 2014 y 4,066.8 MMpcd en 2015.

2/ Incluye líquidos del Complejo Procesador de Gas Arenque.

3/ La producción total de gas licuado fue 205.4 Mbd en 2014 y 174.5 Mbd en 2015, lo que incluye la producción de SNR, de los complejos procesadores de gas y la de PEP (3.3 Mbd, tanto en 2014 como en 2015).

4/ La producción total de azufre fue 963.1 Mt en 2014 y 858.6 Mt en 2015, lo que incluye la producción del SNR (358.8 Mt en 2014 y 319.7 Mt en 2015) y la de PEP (1.1 Mt en 2014 y 0.5 Mt en 2015).

La producción de gas licuado en los complejos procesadores de gas registró 149.7 Mbd, volumen 14.8% inferior en relación a 2014 debido a la menor oferta de gas húmedo amargo y dulce, previamente comentada, y a la salida de operación de una planta criogénica para adecuarla a la entrega de etano al proyecto Etileno XXI.

Por su parte, la producción de etano en los complejos procesadores de gas se situó en 107.3 Mbd, cifra inferior en 3.1 Mbd debido principalmente a una menor producción en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex por menor oferta de gas húmedo.

Con el propósito de contar con la disponibilidad necesaria de etano para abastecer a la industria petroquímica mexicana, Pemex analiza, entre otras alternativas, el

9/ No incluye etano enviado a ductos de gas seco, que en 2015 fue 56.8 MMpcd.

aprovechamiento del gas que se reinyecta a los yacimientos, lo que permitiría incrementar la entrega de gas húmedo a los complejos procesadores de gas para aumentar la recuperación de líquidos.

La producción de gasolinas naturales promedió 69.1 Mbd, volumen 9.8% inferior respecto al año anterior, debido a la menor oferta de gas húmedo amargo y dulce, así como de condensados dulces.

Por su parte, la producción de azufre se ubicó en 538.4 Mt, 10.7% inferior. Los factores que explican el comportamiento de la producción en los complejos procesadores de gas fueron principalmente la menor oferta de gas húmedo amargo marino y del Mesozoico.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var. (%) ^{1/}	Referencia
	Real	Real	Meta		
Objetivo 5. Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico					
Capacidad incremental criogénica instalada en CPGs (MMpcd) ^{2/}	0	0 ^{3/}	20	—	N.A.
Objetivo 9. Garantizar la operación segura y confiable					
PGPB/SP Índice de paros no programados (%) ^{4/5/}	0.3	1.1	1.0	0.1	1

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como [(Valor real-meta)/meta]. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ La capacidad incremental criogénica se prevé será a partir de 2016.

3/ El proyecto en Arenque no se llevó a cabo debido al ajuste en los escenarios de producción de hidrocarburos.

4/ IPNP por causas internas.

5/ En 2015 el indicador fue afectado principalmente por retrasos en las reparaciones mayores programadas de plantas.

N.A. No aplica.

Con relación a las metas planteadas en el Plan de Negocios, la capacidad criogénica adicional no se cumplió debido a que el revamp en el Complejo Procesador de Gas Arenque ya no fue requerido porque el escenario de producción de gas presentó una disminución en la zona.

Respecto al índice de paros no programados, se tuvo una desviación de 0.1 puntos porcentuales, producto del retraso en las reparaciones mayores en Ciudad Pemex y en Poza Rica.

Proyectos de inversión en la cadena del gas natural

Obras asociadas al acondicionamiento de plantas de proceso

Considera el acondicionamiento de plantas fraccionadoras y endulzadoras de condensados en los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex, acondicionamiento de plantas criogénicas en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex e interconexiones de plantas con los nuevos ductos.

Estas obras permitirán el suministro de etano a largo plazo, en calidad y cantidad, al consorcio que construirá y operará una planta de desintegración térmica de etano (*cracker*)

con capacidad de hasta un millón de toneladas por año (Etileno XXI), así como otras instalaciones para producir derivados de dicho producto petroquímico.

Al cierre de 2015, en el Complejo Procesador de Gas Cactus el avance de las obras fue de 99.2%, en Nuevo Pemex 96.2%, en Ciudad Pemex 94.3% y en Área Coatzacoalcos concluyó la interconexión del anillo de etano.

Contrato de un servicio de transporte de etano líquido y gaseoso

Este sistema de transporte comprende la construcción de un ducto de aproximadamente 76 kilómetros para movimiento de etano y más pesados del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex al Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, así como un ducto de 148 kilómetros para el transporte de etano gas de los complejos procesadores de gas Nuevo Pemex y Cactus hacia la zona industrial de Coatzacoalco

s y la planta de Etileno XXI desde los complejos procesadores de gas de Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus al Área Coatzacoalcos para garantizar el suministro de este petroquímico al proyecto Etileno XXI y a Pemex-Petroquímica. Pemex-Gas y Petroquímica Básica firmó un contrato de servicio de largo plazo (20 años de operación comercial y seis meses adicionales para pruebas) para el transporte de hasta 105.6 Mbd de etano líquido y 95.5 Mbd de etano gas.

Al cierre de 2015, se contaba con derechos de vía; concluyeron los trabajos de interconexiones y están en condiciones de operar los segmentos Cangrejera-Complejo Etileno XXI (segmento I), Nuevo Pemex-Cactus-Coatzacoalcos (segmento II) y Ciudad Pemex-Nuevo Pemex (segmento III). Los avances de construcción para el segmento I es 99.96%, segmento II 99.82% y segmento III 99%.

Los Ramones fase I

Tiene como objetivo contratar un servicio de transporte de gas natural con capacidad máxima de 2,100 MMpcd para asegurar la disponibilidad de transporte principalmente hacia el centro-occidente del país. Pemex-Gas y Petroquímica Básica firmó un contrato de servicio de largo plazo para el transporte de gas natural. Lo anterior implica la construcción de un ducto de 116.4 kilómetros, desde la frontera con Estados Unidos hasta Los Ramones, Nuevo León. Esta infraestructura contará con estaciones de compresión y una capacidad de transporte de 1,000 MMpcd en diciembre 2014 y de 2,100 MMpcd a partir de diciembre 2015. Al cierre de 2015 concluyeron las revisiones de integridad mecánica del gasoducto y se encuentran disponibles para entrar en operación las estaciones de compresión Frontera y Los Ramones.

Los Ramones fase II Norte

Tiene como objetivo contratar un servicio para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural y dotar al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) de una ruta alterna que

permita satisfacer la demanda de este energético, principalmente en la región centro-occidente del país. Considera la construcción de un gasoducto con una longitud aproximada de 452 kilómetros de Los Ramones, Nuevo León, a la estación de compresión San Luis Potosí. Al cierre de 2015 se concluyó el gasoducto, se realizó la prueba hidrostática e inició el proceso de empaque con gas natural.

Los Ramones fase II Sur

Tiene por objetivo contratar un servicio para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural y dotar al SNG de una ruta alterna que permita satisfacer la demanda de este energético, principalmente en la región centro-occidente del país. Considera la construcción de un gasoducto con una longitud aproximada de 291 kilómetros de la Estación de Compresión San Luis Potosí hasta Apaseo el Alto, Guanajuato.

La entrada en operación de los sistemas Norte y Sur será al cierre del primer semestre de 2016.

Almacenamiento subterráneo de gas licuado

Su objetivo es contar con un servicio de almacenamiento subterráneo de este combustible para capturar el beneficio derivado de la estacionalidad de los precios, mitigar los efectos originados por contingencias en el ducto de gas licuado, así como minimizar penalizaciones por retrasos en las descargas de producto importado por medio de buque tanque. Considera la construcción de una caverna con capacidad de 1.8 millones de barriles en un domo salino situado en Shalapa, Veracruz y habilitación de un área para el depósito de salmuera. Asimismo, se instalará infraestructura de bombeo y extracción de gas, sistemas de medición remota y servicios auxiliares. Al cierre de 2015 concluyó la creación de la caverna; se efectúa la primera prueba de integridad mecánica (hermeticidad).

4.3. Producción de petroquímicos

Complejos petroquímicos

Las plantas de los complejos petroquímicos que tenía Pemex-Petroquímica corresponden a las Empresas Productivas Subsidiarias siguientes:

Pemex Etileno

Complejo Petroquímico Morelos; donde se produce principalmente etileno, polietileno, óxido de etileno, glicoles, acrilonitrilo y propileno, además de algunas plantas del Complejo Petroquímico Cangrejera para la producción de etileno y polietilenos.

Pemex Transformación Industrial

Las plantas del Complejo Petroquímico Cangrejera, en especial las relacionadas con el tren de aromáticos y con la elaboración de acrilonitrilo y el Complejo Petroquímico Independencia, donde se elabora metanol, anhídrido carbónico y especialidades petroquímicas.

Pemex Fertilizantes

Complejo Petroquímico Cosoleacaque, vinculado a la producción de amoniaco.

Producción por cadenas

En 2015 la producción bruta de los complejos petroquímicos^{10/} ascendió a 6,040.7 Mt, en la que participaron Pemex-Petroquímica, Pemex Transformación Industrial, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno.

La producción de derivados del metano fue 1,682 Mt, 28.8% menor a la registrada en 2014, principalmente por reducción en la producción de amoniaco, que se ubicó en 575.5 Mt, lo que significó una reducción de 33.8% respecto al año previo. Esta situación fue resultado de una limitada disponibilidad de gas natural, que impidió operar a mayor capacidad las plantas de amoniaco.

La producción de derivados del etano fue 1,992.8 Mt, 4.6% menos que lo reportado el año previo, debido a un menor suministro del etano en el primer cuatrimestre del año, provocado principalmente por mantenimiento de la planta criogénica, libranza de gasoducto y condiciones de operación que obligaron a paros en las plantas, en particular la planta de polietileno baja densidad.

En 2015 la producción de propileno y derivados fue 66 Mt, 1.7% mayor a lo reportado en 2014, principalmente por el aumento en la producción de acrilonitrilo por 2.4 Mt, ácido cianhídrico 0.4 Mt y acetonitrilo 0.1 Mt.

En cuanto a la producción de aromáticos y derivados, ésta se ubicó en 1,021.7 Mt, volumen 4.8 Mt superior al registrado en 2014 debido a la operación continua del tren de aromáticos.

Producción en complejos petroquímicos
(miles de toneladas)

	2014	2015	Var. %
Petroquímicos	7,237.6	6,040.7	-16.5
Derivados del metano	2,362.1	1,682.0	-28.8
Derivados del etano	2,089.2	1,992.8	-4.6
Propileno y derivados	64.9	66.0	1.7
Aromáticos y derivados	1,016.9	1,021.7	0.5
Otros ^{1/}	1,704.4	1,278.1	-25.0

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

1/ Incluye butanos, pentanos, hexano, heptano, oxígeno, nitrógeno, hidrógeno, ceras polietilénicas, especialidades petroquímicas, líquidos de BTX, líquidos de pirolisis y otros; además de nafta pesada, gasolina base octano y gasnafta que se transfieren al SNR (225.4 Mt en 2014 y 30.7 Mt en 2015).

10/ La producción total de petroquímicos en Petróleos Mexicanos durante 2015, considerando la producción del SNR, la de los complejos procesadores de gas y el azufre de PEP, ascendió a 12,563.4 Mt, de los cuales 1,077.6 Mt provienen del SNR; 5,444.6 Mt de complejos procesadores de gas; 0.5 Mt de PEP y la diferencia de los complejos petroquímicos.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var. (%) ^{1/}	Referencia
	Real	Real	Meta		
Objetivo 4. Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación					
Índice de consumo de energía (GJ/ton) ^{2/i/}	8.67	15.2	12.7	19.7	10.21 ^{3/}
Objetivo 6. Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria					
Capacidad de producción incremental de petroquímicos (Mta) ^{4/}	0	0	0	---	N.A.
Objetivo 9. Garantizar la operación segura y confiable					
PPQ/SO Índice de paros no programados (%) ^{5/6/i/}	3.8	2.8	1.4	1.4	1

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como [(Valor real-meta)/meta]. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ El *Benchmark* internacional corresponde al promedio registrado en 2012 por nueve de las principales empresas petroleras: British Petroleum, Chevron/Texaco, Exxon/Mobil, Royal Dutch Shell, ConocoPhillips, Total, S.A., ENI, Statoil y Petrobras.

3/ No se han usado referencias internacionales, ya que no se ubican plantas en condiciones similares a las existentes en Pemex.

4/ La capacidad incremental de petroquímicos estaba contemplada para 2017.

5/ Incluye IPNP por causas internas (propias).

6/ En 2015 el índice fue afectado por fallas en Cangrejera en la planta de polietileno de baja densidad y en Cosoleacaque amoniaco VII.

i/ indicador inverso.

N.A. No aplica.

N.D. No disponible.

El índice de paros no programados en plantas petroquímicas fue 2.8%, el doble de la meta, debido a fallas operativas y de mantenimiento que se reflejaron en la recurrencia de fallas en equipos críticos de las plantas de proceso de las cadenas de etano y metano.

El índice de consumo de energía en los complejos petroquímicos presentó un resultado por encima de la meta, derivado de ineficiencias energéticas ocasionadas por paros no programados y por la reducción en la producción de amoniaco debido a la falta de materia prima. Se realizan mantenimientos programados a las instalaciones de producción para mejorar la confiabilidad y eficiencia.

Proyectos de inversión en complejos petroquímicos

Los principales proyectos de inversión para alcanzar los objetivos planteados en materia petroquímica en el Plan de Negocios 2014-2018 se vincularon principalmente a la cadena de derivados del etano, en particular en los complejos petroquímicos Cangrejera y Morelos.

Los principales proyectos de Pemex Etileno que se encuentran en desarrollo son los siguientes:

Modernización y optimización de la infraestructura de servicios auxiliares I del Complejo Petroquímico Cangrejera; sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano II en el Complejo Petroquímico Cangrejera; sostenimiento de la capacidad de

producción de derivados del etano III en el Complejo Petroquímico Morelos; y acondicionamiento de infraestructura en áreas de almacenamiento para sostenimiento de la producción del Complejo Petroquímico Cangrejera.

Proceso de adquisición de Fertinal

En 2015, Petróleos Mexicanos inició el proceso orientado a la adquisición de Grupo Fertinal, S.A. de C.V. (Fertinal), todo ello con las autorizaciones correspondientes del Consejo de Administración.

La compra de Fertinal tiene como objetivo dar uso a la producción adicional de amoniaco para generar hasta 1.2 millones de toneladas de fertilizantes fosfatados, con la finalidad de cubrir alrededor de 29% de la demanda nacional (36% de las importaciones). De esta forma se contará con un suministro de fertilizantes, seguro y a precios competitivos, lo que permitirá a los productores agrícolas contar con acceso a un insumo estratégico que contribuya a lograr incrementos en la productividad.

4.4. Logística

En materia de logística Petróleos Mexicanos realiza 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. Estas actividades las desarrollaban los Organismos Subsidiarios, pero con la reorganización de Petróleos Mexicanos quedan asignadas a la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Logística.

Sus activos se integran a partir de los que formaban las Subdirecciones de Acondicionamiento y Distribución de Hidrocarburos (PEP); Subdirección de Distribución (PR), Almacenamiento y Reparto (PR), Subdirección de Ductos (PGPB).

Las diferentes líneas de negocio harán que Pemex Logística participe en el transporte de hidrocarburos en México utilizando diferentes medios.

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

Transporte de productos

Durante 2015, se transportaron un total de 64,825.1 millones de toneladas-kilómetro de crudo y productos petrolíferos, cantidad menor en 11.4% con respecto al 2014 debido principalmente a una menor disponibilidad de crudo de PEP y a bajo proceso en refinerías. También afectó temporalmente la operación de algunos poliductos la incidencia de tomas clandestinas.

En cuanto al transporte de gas licuado del petróleo y petroquímicos básicos, se transportaron 174 Mbd y 266 Mbd, respectivamente.

Con respecto al transporte de gas natural, se entregaron 5,142 MMpcd lo que representó un cumplimiento al programa operativo anual de 91%, la diferencia fue motivada principalmente por reducción a la oferta de gas húmedo amargo de PEP hacia los complejos procesadores de gas del sureste y a la baja oferta de gas directo de campos de PEP.

Línea de Negocio	Descripción
Ductos de líquidos	Transporte de crudo y refinados utilizando su sistema de ductos.
Ductos de gas natural	Operación de los ductos de gas natural.
Buques tanque	Transporte de productos entre diferentes puertos.
Terminales marítimas	Servicios portuarios como: <ul style="list-style-type: none"> - Almacenamiento. - Mantenimiento. - Remolque.
Carro tanque	Transporte de productos por vía férrea.
Autos tanque	Gestión de la contratación de transportistas.
Almacenamiento	Almacenamiento de crudo y refinados utilizando sus terminales terrestres.
Despacho	Transporte al usuario final (distribuidores y estaciones de servicio).
Tratamiento y Logística Primaria	Acondicionamiento y transporte de crudo y gas utilizando su sistema de ductos y tratamiento de hidrocarburos.

Pérdidas de hidrocarburos por robo

Se observó una disminución en las pérdidas de hidrocarburos por robo en la red de ductos de Pemex gracias a acciones como la modernización y optimización de las operaciones del sistema de distribución, y a la mejor coordinación con las distintas autoridades civiles y militares que coadyuvan a salvaguardar el patrimonio petrolero. Sin embargo, esta circunstancia continúa afectando de forma importante los ingresos de la empresa e incrementando los costos de operación asociados a la mitigación de los daños colaterales en la sustracción ilegal de combustibles.

Canales de distribución

Transporte y distribución

Durante 2015 se transportaron 3,181 Mbd de petróleo crudo y petrolíferos, el 60.5% se transportó por ductos, el 25.7% por buques tanque y el 13.8% en carros tanque y autos tanque.

Los ductos conectan centros de producción de hidrocarburos con refinerías y plantas petroquímicas así como producto destilado a terminales de almacenamiento y despacho, las cuales se conectan con las principales ciudades de México.

Es importante mencionar que los ductos de gas natural se incorporaron al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) y se administran en conjunto con la Subdirección de Transporte de Pemex Logística, a través de un contrato de prestación de servicios de operación y mantenimiento por un año, que dio inicio el primero de enero de 2016. Se tiene contemplada la transferencia de ductos de tratamiento y logística primaria de PEP a Pemex Logística a partir de los primeros meses de 2016.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	Resp.	2014 Real	2015 Real	2015 Meta	Var. (%) ^{1/}
Objetivo 7. Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos					
Capacidad adicional de transporte de petrolíferos por ducto (Mbd)	PR	118	30	88	-65.9
Volumen físico incremental de ductos de transporte de gas natural (Mm ³)	PGPB	136	651	651	0.0
Capacidad de compresión incremental en la infraestructura de transporte de gas natural (Mhp)	PGPB	0	123	235 ^{2/}	-47.7
Almacenamiento adicional gas LP (Mb)	PGPB	0	0	40	---
Capacidad adicional de almacenamiento de azufre (Mt)	PGPB	0	0	180	---
Capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado (Mbd)	PEP	900	1,030	1,550	-33.5

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como $[(\text{Valor real}-\text{meta})/\text{meta}]$. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ Al cierre de 2015 se encuentran concluidas y listas para operar las estaciones de compresión Frontera (82,000 HP) y Los Ramones Nueva (41,000 HP).

Las metas establecidas en el plan de negocios tuvieron el siguiente cumplimiento: Para el manejo de gas natural, se construyó la infraestructura de ductos planteada. Para el indicador de capacidad de compresión incremental en la infraestructura de transporte de gas natural, al cierre de 2015 se encuentran concluidas y listas para operar las estaciones de compresión Frontera y Los Ramones Nueva. El almacenamiento de gas licuado correspondía a dos esferas de 20 Mb cada una en Abasolo, el proyecto fue cancelado por condiciones no adecuadas en el sitio seleccionado para su construcción. El proyecto de almacenamiento de azufre ha sufrido retrasos por las obras de nivelación de suelos que se complicaron por la contaminación del suelo con azufre. La variación de la meta relativa a incrementar la capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado fue 33.5%, debido a que está por concluir la modificación de uno de los tanques en la Terminal Marítima de Dos Bocas.

Proyectos de inversión en Pemex Logística

La atención a ductos de transporte se realiza mediante siete grandes proyectos de inversión que consideran el mantenimiento, rehabilitación así como la administración de integridad de ductos e instalaciones en los sistemas de transporte de crudo, petrolíferos, gas natural y gas licuado.

Asimismo, para el transporte de hidrocarburos, se encuentra en ejecución el proyecto para la modernización de la flota menor con un monto estimado de 250 millones de dólares. Consiste en la construcción de siete remolcadores azimutales, nueve remolcadores cicloidales y tres embarcaciones multipropósito. Durante 2015 se entregaron dos remolcadores azimutales que operan en la Terminal de Operación Marítima y Portuaria de Pajaritos.

Con respecto al almacenamiento de refinados, se implementó el proyecto para la reubicación de la Terminal de Almacenamiento y Despacho (TAD) Tapachula con capacidad de almacenamiento de 65 mil barriles y una inversión de 645.3 millones de pesos, la cual iniciará operaciones en 2016. Asimismo, se iniciaron las gestiones de los trabajos relativos a la infraestructura para la incorporación de etanol anhidro en la matriz energética cuyo alcance contempla las TAD Veracruz y Perote, con un monto de 284.8 millones de pesos.

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 en Nuevo Teapa, que permitirá a Pemex mezclar crudo ligero de importación con el crudo pesado nacional y mejorar así el proceso de elaboración de combustibles en las refinerías de Salamanca, Tula y Salina Cruz.

Referente a Tratamiento y Logística Primaria, durante 2015 continuó la ejecución de proyectos para acondicionamiento de crudo-deshidratación y desalado en la Terminal Marítima Dos Bocas mediante la modificación de dos tanques tipo *Gun Barrel* (avance de 98%) e infraestructura para el mezclado de crudo en dicha terminal (avance de 82%).

Referente al transporte de gas se realizó la adecuación del cabezal general de descarga de gas amargo de 36 pulgadas de diámetro en el Complejo Procesador Atasta que permitirá aumentar a 1,700 MMpcd el envío de gas amargo de Atasta a Ciudad Pemex, adicionales a las obras para incrementar la confiabilidad en el Centro de Almacenamiento Estratégico en Tuzandépetl con un avance de 85%.

La creación de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Logística obedeció a la necesidad de modernizar esta línea de negocios para enfrentar los retos de la industria energética nacional e internacional, dotándola de las capacidades necesarias para competir en un mercado abierto. Para estos efectos se requiere una estructura y organización que permitan efficientar los recursos, simplificar los procesos administrativos y adoptar las mejores prácticas corporativas, empresariales y operativas para elevar la productividad.

La función principal de Pemex Logística es prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados a Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias, empresas filiales y terceros mediante estrategias de movimiento por ducto, medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo. Pemex Logística podrá llevar a cabo sus actividades en su zona económica exclusiva o en el extranjero.

La Reforma Energética plantea fuertes retos a Pemex Logística relacionados principalmente con la apertura del mercado energético (acceso abierto) y la regulación de actividades de almacenamiento y transporte.

Pemex Logística y las demás organizaciones que estén interesadas en prestar los servicios de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos deberán solicitar los permisos de transporte y almacenamiento establecidos en la Ley de Hidrocarburos.

Al cierre de 2015 se tenían 134 permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), mismos que cuentan con tarifas autorizadas por la CRE con excepción de autos tanque y carros tanque para los que la regulación es únicamente técnica y las tarifas correspondientes son autorizadas por el Comité de Precios de Petróleos Mexicanos.

Permisos otorgados por la CRE

Tratamiento y logística primaria	Transporte por ducto	Almacenamiento	Otros
Sistemas de transporte por oleoductos y gasoductos	Sistemas	– 62 Terminales de almacenamiento y despacho	– 4 Permisos para autos tanque (1,456)
– Sur (2 Santuario)	– Rosarito	– 18 Terminales marítimas, 4 en Pajaritos por producto (petrolíferos, petroquímicos, hidrocarburos, gas licuado)	– 32 Permisos para buques tanque (16 para petróleo y 16 para petrolíferos)
– Norte (2 Misión)	– Guaymas	– 2 Terminales de distribución de gas licuado: Topolobampo y Rosarito	– Carros tanque (525) a través de empresas ferroviarias
– Centro (2 Altamira)	– Topolobampo		
– Tratamiento (2)	– Norte		
	– Sur-Golfo-Centro-Occidente		
	– Progreso		
	– Oleoductos		
	– Petroquímicos		

El 1 de enero de 2016 se transfirió al CENAGAS la infraestructura de transporte de gas natural desarrollada por Pemex así como los contratos de ocupación superficial y los derechos inmobiliarios. El valor de dichos activos bajo la contabilidad regulada por la CRE asciende aproximadamente a 9,487 millones de pesos, en tanto que bajo la contabilidad financiera ascendió a 33,213.8 millones de pesos, además de derechos de vía y empaques. El pago de la contraprestación por la transferencia se está negociando con CENAGAS.

4.5. Comercialización

4.5.1 Mercado interno de hidrocarburos

Ventas de productos de petrolíferos

En 2015 las ventas de productos petrolíferos en el mercado interno fueron realizadas por Pemex-Refinación y por Pemex Transformación Industrial. En dicho periodo promediaron 1,426.7 Mbd, cifra casi idéntica a la del año anterior. Los productos con mayor participación fueron gasolinas y diesel con 46.6% y 22.6% de las ventas totales, respectivamente.

Ventas internas de petrolíferos
(miles de barriles diarios)

Concepto	2014	2015	Var. (%)
Petrolíferos	1,427.6	1,426.7	-0.1
Gasolinas automotrices	776.3	792.8	2.1
Pemex Magna	639.1	638.0	-0.2
Pemex Premium UBA	137.1	154.8	12.9
Turbosina	66.5	70.8	6.5
Diesel	389.4	384.7	-1.2
Pemex Diesel	336.4	330.6	-1.7
Otros	53.0	54.2	2.3
Combustóleo	121.7	111.7	-8.2
Otros petrolíferos ^{1/}	73.8	66.7	-9.6
Petroquímicos ^{2/} (Mt)	708.7	622.9	-12.1

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

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

2/ Incluye materia prima para negro de humo y propileno.

Las ventas de gasolinas automotrices se ubicaron en 792.8 Mbd, 2.1% más que en 2014. Este crecimiento tiene una alta correlación con el comportamiento de la actividad económica del país; cabe mencionar que la variación del Índice Global de la Actividad Económica (IGAE) fue positiva en 2.4% con respecto a noviembre del año anterior. De gasolina Pemex Premium UBA se comercializaron 154.8 Mbd, 12.9% más que el volumen de 2014, en particular por los requerimientos de combustible de los modelos recientes de automóviles.

La demanda de diesel, que registró 384.7 Mbd, con una disminución de 1.2% respecto al año previo, lo cual está directamente relacionado al comportamiento del indicador económico de la actividad industrial, dicho indicador fue negativo en 4.2% hasta noviembre de 2015 comparado con el mismo periodo del año anterior. De esta forma, las ventas de Pemex Diesel, disminuyeron 1.7%.

La venta de turbosina fue 70.8 Mbd, 6.5% superior a la realizada en 2014, debido al incremento en el número de pasajeros nacionales y extranjeros, tanto de itinerario regular como de temporada, y mayor conectividad, así como resultado de nuevas rutas aéreas.

El combustóleo promedió 111.7 Mbd, 8.2% inferior al volumen vendido en el año anterior. Destacan las ventas de 110.1 Mbd de combustóleo pesado, volumen 8.3% inferior que lo realizado en 2014, lo cual fue originado porque la Comisión Federal de Electricidad ha hecho uso de los insumos más limpios y económicos disponibles para la generación de energía eléctrica, como el agua y el gas natural.

De otros petrolíferos se vendieron 66.7 Mbd, entre los cuales se clasifican los asfaltos, lubricantes básicos, parafinas, coque, gasavión, gasnafta y gasóleos. Este resultado fue 9.6% menor al del año anterior, sobre todo por las ventas de asfaltos que fueron menores 26.7%.

- La comercialización de coque fue 45.9 Mbd (equivalente a 2,407.5 Mt), 0.2% inferior a 2014, debido al paro total de la planta coquizadora de la refinería de Minatitlán en los meses de febrero, finales de octubre y mitad de noviembre, afectando la producción de coque.
- La demanda de asfaltos, que fue de 15.9 Mbd, resultó inferior 5.7 Mbd a la registrada en 2014.
- La venta de lubricantes promedió 2.6 Mbd, 35% inferior a las ventas del año anterior debido a la baja oferta por parte de la refinería de Salamanca, aunado a que el producto entregado mayormente se encuentra fuera de especificación.
- La venta de parafinas fue 0.6 Mbd, volumen similar al de 2014.
- El gasóleo doméstico registró ventas de 1.2 Mbd, 33.3% más que el año previo. Este producto se utiliza primordialmente en algunos sistemas de calentamiento doméstico, por lo que su comportamiento está sujeto principalmente a las condiciones climatológicas del norte del país.

Los ingresos asociados a la comercialización de petrolíferos ascendieron a 582,258.9 millones de pesos, 22.6% menos de lo registrado el año previo, debido principalmente a menores recursos obtenidos por la venta de gasolina Pemex Magna, Pemex Diesel y al menor precio del combustóleo pesado.

Al cierre del año, el precio de Pemex Diesel se ubicó en 14.20 pesos por litro, la gasolina Pemex Magna en 13.57 pesos por litro y la gasolina Pemex Premium en 14.38 pesos por litro. En el caso de la Frontera Norte, el precio de la gasolina Pemex Magna fue 12.28 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 SHCP para el ejercicio fiscal 2015.

Al cierre de 2015 operaban 11,210 estaciones de servicio para la comercialización de combustibles automotrices, 380 más que las existentes un año antes.

Adicional a los petrolíferos, en 2015 se comercializaron 622.9 miles de toneladas (Mt) de productos petroquímicos provenientes del SNR, 12.1% por abajo del año anterior, principalmente por la reducción de 14.3% en las ventas de materia prima para negro de humo (trabajos de mantenimiento en la planta catalítica y en tanques de almacenamiento de la refinería de Cadereyta ocasionaron que durante más de seis meses no se comercializara el producto); además, se redujeron las ventas de propileno grado químico, debido a problemas operativos provocados por la presencia de cloruros en el crudo recibido en las refinerías de Tula y Salamanca, por mantenimientos programados de las refinerías de Cadereyta y Tula y por mantenimientos correctivos a las plantas catalíticas de Minatitlán, Madero y Salina Cruz.

Los ingresos derivados de la comercialización de petroquímicos de SNR fueron 3,965.2 millones de pesos, 48.3% inferior al año previo principalmente por menores volúmenes y precios de propileno grado químico y materia prima para negro de humo.

Ventas de productos de los complejos procesadores de gas

En 2015, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex Transformación Industrial tuvieron a su cargo la comercialización de productos de los complejos procesadores de gas, que comprende gas natural seco, gas licuado y petroquímicos.

Ventas de gas natural seco

En el ejercicio 2015, se comercializaron en el mercado interno 3,246.6 MMpcd de gas natural seco, volumen 5.9% inferior al del año previo, lo cual se explica por la menor disponibilidad de gas húmedo de PEP y por la reducción en el uso de gas natural para la generación de electricidad. Destaca el apoyo de Pemex para satisfacer la demanda de gas natural que se orientó al desarrollo económico.

- En el transcurso del año, el sector eléctrico demandó 1,462.8 MMpcd de gas natural, 339.1 MMpcd menos que el año previo, lo cual se explica por la reducción en el uso de gas natural para la generación de electricidad y el incremento de la generación en hidroeléctricas, principalmente, debido a la reducción de la disponibilidad de gas natural, ya comentada.
- En contraparte, los sectores industrial, distribuidoras y comercializadoras mantuvieron el crecimiento en su demanda que superó 8.2% lo registrado en 2014, con un consumo de 1,783.8 MMpcd.

Ventas de gas licuado

El gas licuado de petróleo registró ventas de 277.4 Mbd, 1.2% inferiores al año previo, esto se debió a que el clima fue menos severo de lo esperado, por paros de los distribuidores en Tamaulipas y por altos inventarios de los clientes.

Ventas de petroquímicos

La comercialización de petroquímicos provenientes de los complejos procesadores de gas registró 873.0 Mt, volumen 1.1% superior al del año previo. Sobresale las mayores ventas de etano y nafta pesada, crecieron 63.9 Mt y 28.3 Mt respecto al año previo para alcanzar 183.0 Mt y 29.9 Mt, respectivamente. Por otra parte, las menores ventas de azufre se derivaron de la disminución en los consumos de los clientes más importantes de la industria química.

Los ingresos asociados a la comercialización de estos productos fueron 133,305.3 millones de pesos, monto 16.1% inferior a 2014, debido principalmente a menores ingresos por la venta de gas natural seco en los sectores eléctrico, industrial, comercializadoras y de autogeneración, asociados al comportamiento del precio.

Ventas internas de productos de complejos procesadores de gas

Concepto	2014	2015	Var. (%)
Gas seco (MMpcd)	3,451.2	3,246.6	-5.9
Gas licuado (Mbd)	280.9	277.4	-1.2
Productos petroquímicos (Mt) ^{1/}	863.2	873.0	1.1

1/ Incluye etano, propano, butano, pentanos, hexano, heptano y naftas.

Ventas de productos de complejos petroquímicos

En 2015, la comercialización de productos provenientes de los complejos petroquímicos, realizada por Pemex-Petroquímica, Pemex Transformación Industrial, Pemex Etileno y Pemex Fertilizantes, se ubicó en 2,286.5 Mt^{11/}, 10.7% menor al año previo.

Por cadena, los productos de los Complejos Petroquímicos en 2015 mostraron el comportamiento siguiente:

- Derivados del metano. Se vendieron 957.6 Mt, 20.9% inferior al volumen de 2014, ocasionado por una reducción en la comercialización de amoniaco y anhídrido carbónico, debido al bajo suministro de gas natural.
 - La comercialización de amoniaco fue 643.4 Mt, el anhídrido carbónico registró ventas por 192.1 Mt, la venta de metanol se ubicó en 112 mil toneladas y la de urea 10 mil toneladas, este último inició su comercialización a partir de junio.
- Derivados del etano. La demanda de los petroquímicos de esta cadena totalizó 955.5 Mt, con una disminución de 2.7% respecto del año anterior, resultado del

11/ El total de ventas de productos petroquímicos de Petróleos Mexicanos fue 3,782.4 Mt, considerando la comercialización de petroquímicos provenientes de refinerías (622.9 Mt), complejos procesadores de gas (873.0 Mt) y la diferencia de complejos petroquímicos, que incluye gasnafta (0.3 Mt).

bajo volumen de ventas de polietilenos y óxido de etileno, debido a diversos problemas operativos en sus plantas productoras.

- La comercialización de polietilenos fue 551.7 Mt, 3.6% menor al volumen de 2014. Se vendieron 140.2 Mt de polietileno de alta densidad y 411.5 Mt de polietileno de baja densidad.
- El óxido de etileno, con ventas de 223.5 Mt, disminuyó 6.7% con relación al año previo. La demanda de glicoles etilénicos fue 175 Mt, 5.2% mayor al de 2014. De etileno se vendieron 5.3 Mt, 26.2% menos respecto al año anterior.
- Propileno y derivados. La venta de estos derivados fue 76.3 Mt, 0.7% mayor al año anterior, en particular por las mayores ventas de propileno grado refinería.
 - De acrilonitrilo se comercializaron 44.8 Mt, 5.9% menor al volumen de 2014. De propileno grado polímero se vendieron 26.7 Mt, 12.7% mayor a la demanda de 2014. La comercialización de ácido cianhídrico fue 4.8 Mt, 9.1% mayor al año anterior.
- De aromáticos y derivados se comercializaron 240 mil toneladas, 2.8% menor a la demanda en 2014, resultado de la menor producción de estireno, etilbenceno, tolueno y xileno.
 - La venta de estireno fue 101 Mt, volumen 7.7 Mt por abajo del comercializado en 2014. La demanda de tolueno ascendió a 70.8 Mt, 0.8% menor al año previo. Se vendieron 52.9 Mt de xilenos, 3.5% superior a las de 2014.
- De otros productos se registraron ventas de 57.1 Mt, 22.8% superiores al año previo, atribuible a la comercialización de nitrógeno y oxígeno a Petroquímica Mexicana de Vinilo.

El monto de las ventas de los complejos petroquímicos fue 25,691.5 millones de pesos, 9.2% menor al registrado el año previo por menores volúmenes de amoníaco, propileno, estireno y acrilonitrilo y de los precios de los tres últimos, principalmente.

Ventas internas de complejos petroquímicos
(miles de toneladas)

Concepto	2014	2015	Var. (%)
Petroquímicos	2,561.9	2,286.5	-10.7
Derivados del metano	1,210.5	957.6	-20.9
Derivados del etano	982.4	955.5	-2.7
Propileno y derivados	75.8	76.3	0.7
Aromáticos y derivados	246.8	240.0	-2.8
Otros ^{1/}	46.5	57.1	22.8

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

1/ Incluye gasnafta, 0.3 Mt en 2015.

4.5.2. Comercio exterior

En 2015, la balanza comercial de Petróleos Mexicanos^{12/} registró un superávit de 336.4 millones de dólares, frente a un superávit de 12,787 millones de dólares del año previo, como resultado de la disminución en el valor de las exportaciones en 20,051 millones de dólares que no fue compensado por la disminución que también se dio en las importaciones por 7,600.7 millones de dólares.

Petróleo crudo

Las divisas provenientes de la exportación de crudo registraron 18,524.4 millones de dólares, importe 48% inferior a 2014, derivado de la disminución de 49.4% en el precio de la mezcla mexicana. Por tipo, 12,701.2 millones de dólares correspondieron a crudo Maya, 3,489.5 millones de dólares a Istmo y 2,333.7 millones a Olmeca.

Los volúmenes de petróleo crudo exportado promediaron 1,172.5 Mbd, 30.2 Mbd más a lo registrado en 2014. Por tipo, el petróleo crudo Maya participó con 72.9% del volumen exportado, el Istmo con 16.5% y el Olmeca con 10.6%.

Balanza comercial de hidrocarburos

Concepto	(millones de dólares)		
	2014	2015	Var. (%)
Saldo	12,787.0	336.4	-97.4
Exportaciones	41,241.4	21,190.1	-48.6
Petróleo crudo	35,638.5	18,524.4	-48.0
Gas natural seco	4.8	1.6	-66.7
Gasolina natural	1,985.9	1,007.4	-49.3
Petrolíferos	3,425.7	1,580.2	-53.9
Petroquímicos	132.4	63.5	-52.0
Condensados	54.1	13.0	-76.0
Importaciones	28,454.4	20,853.7	-26.7
Gas natural seco	2,819.3	1,673.6	-40.6
Petrolíferos y gas licuado	25,467.0	18,983.8	-25.5
Petroquímicos	168.1	196.3	16.8

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

La exportación de petróleo crudo por país de destino fue la siguiente: Estados Unidos (58.9%), España (13.8%), India (9.1%), Italia (2.9%), Holanda (1.4%), China (1.3%), Portugal (0.5%) y otros (12.1%).

12/ Los datos que se presentan corresponden al cierre oficial de la Base de Datos Institucional para información de 2015 realizado el 22 de enero de 2016 e incluye ajustes de años anteriores.

Gas seco

La balanza comercial de gas natural en 2015 registró un saldo deficitario en 1,672 millones de dólares, 40.6% inferior al año anterior, derivado de la reducción en el precio del energético.

El valor de las importaciones de gas natural se ubicó en 1,673.6 millones de dólares, 40.6% menor al obtenido en el año previo. El volumen promedió 1,418.4 MMpcd, 4.5% mayor al registrado en 2014, como resultado de la menor producción en los complejos procesadores de gas y de la menor disponibilidad de gas directo de campos de Pemex-Exploración y Producción. Por su parte, las exportaciones del gas natural producto fueron de 2.8 MMpcd, inferior en 1.4 MMpcd a las registradas en 2014.

Gasolina natural

Los ingresos por exportación de gasolina natural ascendieron a 1,007.4 millones de dólares, 49.3% inferiores a 2014, mientras que en volumen alcanzaron 62.9 Mbd, 3.1 Mbd inferior al año previo, debido principalmente a la disminución de la oferta de los complejos procesadores de gas. De este producto no se realizan importaciones.

Petrolíferos

En 2015, la balanza comercial de productos petrolíferos (incluye gas licuado) presentó un saldo deficitario de 17,403.6 millones de dólares, 21% menor que en 2014, como resultado de la reducción de los precios de estos productos.

- La exportación de petrolíferos totalizó 1,580.2 millones de dólares, importe 53.9% menor a 2014. La variación se explica en mayor medida por la disminución en el precio internacional que cayó 47.7% respecto al año anterior, así como a menores exportaciones de combustóleo (4.9 Mbd). Las exportaciones de combustóleo fueron de 123.9 Mbd, lo que significó un descenso de 3.8% respecto al año anterior.
- La importación de petrolíferos alcanzó 18,983.8 millones de dólares, 25.5% menor a lo registrado en 2014 debido al comportamiento de los precios, lo que se reflejó en particular en el caso de gasolinas y diesel. Las importaciones de gasolinas fueron de 415.3 Mbd, cifra superior en 15.5% a la registrada en 2014, lo cual se atribuye a la reducción de la producción nacional y a un incremento en la demanda. En el caso del volumen de la importación de diesel fue de 145.3 Mbd, lo que significó un incremento de 9.3% respecto a 2014, debido principalmente a una reducción de la producción del hidrocarburo.

Petroquímicos

En 2015, la balanza comercial de productos petroquímicos registró un déficit de 132.8 millones de dólares, en contraste con el déficit por 35.8 millones de dólares registrado el año

anterior, debido al requerimiento de un mayor volumen de importaciones de especialidades petroquímicas, amoniaco y tolueno.

- Las divisas obtenidas por la exportación de petroquímicos ascendieron a 63.5 millones de dólares, 52% menos que en 2014. En el caso de la exportación de azufre fue 270.6 Mt, inferior en 40 Mt respecto al año previo, esto como resultado de la menor producción nacional. La exportación de aromáticos se ubicó en 8.9 Mt, cifra inferior en 6 Mt con relación al año anterior, debido principalmente a una menor producción de estireno como consecuencia de problemas operativos y restricciones en la oferta de materia prima.
- La importación de petroquímicos totalizó 196.3 millones de dólares, 16.8% superior a lo adquirido en 2014. En cuanto a las importaciones de aromáticos fueron de 27.9 Mt, volumen superior en 14.4 Mt con relación a 2014, lo anterior con la finalidad de cubrir compromisos contractuales de tolueno en el mercado nacional.

Condensados

Derivado de la exportación de condensados se tuvieron ingresos por 13 millones de dólares, monto 76% inferior a 2014.

Volumen del comercio exterior de hidrocarburos
(miles de barriles diarios)

Concepto	2014	2015	Var (%)
Exportaciones			
Petróleo crudo	1,142.2	1,172.5	2.7
Maya ^{1/}	917.3	854.2	-6.9
Istmo	133.7	194.0	45.1
Olmeca	91.2	124.2	36.2
Gas natural seco (MMpcd)	4.1	2.8	-31.7
Gasolina natural	66.0	62.9	-4.7
Petrolíferos y gas licuado	133.3	130.8	-1.9
Petroquímicos (Mt)	406.1	333.8	-17.8
Condensados	1.9	1.1	-42.1
Importaciones			
Gas natural (MMpcd)	1,357.8	1,418.4	4.5
Petrolíferos y gas licuado	640.3	739.8	15.5
Petroquímicos (Mt)	85.3	107.3	25.8

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

1/ Incluye los crudos Altamira y Talam.

5. Análisis de información financiera

5.1. Estados financieros

Como se mencionó en el resumen ejecutivo, 2015 fue un año en el que se presentó un entorno económico con serias dificultades para las distintas industrias, siendo la del petróleo y gas la más afectada por la caída internacional de los precios de hidrocarburos, debido al incremento de la producción de crudo no convencional de Estados Unidos, la menor demanda y crecimiento económico de los países europeos y China, y la decisión de países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de mantener sus niveles de producción. Lo anterior causó una sobreoferta, registrando inventarios en niveles máximos.

Lo anterior originó que el precio de la mezcla mexicana de petróleo de exportación cayera a 43.29 dólares por barril en promedio durante 2015, representando una disminución de 50.3%. La caída en los precios del petróleo crudo repercutió en los precios de referencia de la costa norte de Golfo de México, los cuales sirven como base para determinar los precios de ingreso en ventas en el país. Los efectos por la caída internacional del precio de los hidrocarburos ocasionaron que los ingresos por venta de productos cayeran 421,838.9 millones de pesos. El impacto desfavorable por precio y volumen ascendió a 462,203.3 millones de pesos y 10,053.8 millones de pesos compensándose parcialmente por un efecto favorable por tipo de cambio de 50,418.3 millones de pesos. La baja de los precios de referencia de las gasolineras y diesel ocasionaron que los ingresos por tasa de IEPS negativa disminuyeran 40,589.6 millones de pesos (94.2%).

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.

El valor de uso de los activos fijos se calcula obteniendo los flujos futuros que generarán las Unidades Generadoras de Efectivo (conjunto de activos fijos que tienen la capacidad de generar ingresos) descontándolas con una tasa de referencia de mercado. Los flujos descontados se comparan con el valor en libros de los activos fijos y en caso de que los flujos sean menores se reconoce un deterioro. El componente primordial para determinar los ingresos futuros son los precios, por lo que la caída internacional de los precios del crudo explica el 38.3% del deterioro registrado en 2015. El incremento en las tasas de referencia originó que las tasas de descuento aumentaran, ocasionando que el 56.1% del deterioro se deba a este concepto, y el 5.7% restante se explica por tipo de cambio y volumen de reservas. El deterioro de los activos fijos en el 2015 fue de 477,944.7 millones de pesos.

En el ejercicio 2015 entró en vigor el nuevo régimen de impuestos, conforme a lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Se crearon impuestos y derechos a la exploración y extracción de hidrocarburos que se reconocen directamente en el costo de ventas, el monto causado en el 2015 ascendió a 53,929.8 millones de pesos.

- Derecho de Extracción de Hidrocarburos. Se determina aplicando una tasa, que se establece con base en el precio de los hidrocarburos, al valor de los hidrocarburos extraídos.
- Derecho de Exploración de Hidrocarburos. Se calcula aplicando una cuota, que se modifica conforme a los meses transcurridos cuando el campo no está produciendo, a los kilómetros cuadrados asignados para exploración.
- Impuesto a la Actividad de Exploración. Se calcula mensualmente aplicando una cuota a cada kilómetro cuadrado que comprende el área contractual o área de asignación.
- Impuesto a la Actividad de Extracción. Se calcula mensualmente aplicando una cuota a cada kilómetro cuadrado que comprende el área contractual o área de asignación.

La administración de Pemex entabló conversaciones con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana alcanzando un acuerdo para modificar el plan de pensiones. Estas modificaciones significaron una reducción del costo del pasivo laboral de 184,272.4 millones de pesos, registrando disminuciones en costo de venta por 77,934.4 millones; gastos de distribución, transportación y venta por 19,381.5 millones; y gastos de administración por 86,598.5 millones de pesos. Adicionalmente, se recibió un título con valor de 50 mil millones de pesos como anticipo de la asunción del Gobierno Federal de parte del pasivo laboral como consecuencia de los ahorros obtenidos, atendiendo a lo establecido en el artículo tercero transitorio de la Reforma a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria publicada el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación.

El fortalecimiento del dólar americano frente al peso observado durante el ejercicio 2015, ocasionó un importante incremento de la pérdida cambiaria por 77,766.4 millones de pesos (101.0%). Este efecto desfavorable no impactó el flujo de efectivo del ejercicio, ya que corresponde, principalmente, a la actualización de saldos en moneda extranjera.

Además, el fortalecimiento del dólar americano frente a otras monedas y el alza en las tasas de interés ocasionaron que los costos financieros se incrementaran en 16,249.2 millones de pesos (31.4%).

Como consecuencia, principalmente de la baja de los precios de los hidrocarburos, los derechos e impuestos a la utilidad causados disminuyeron en 414,574.6 millones de pesos (55.6%).

Debido en gran parte a la caída de los precios del crudo y la pérdida cambiaria, en 2015, Pemex registró una pérdida neta de 712,567.4 millones de pesos y una pérdida integral total del periodo de 623,955.0 millones de pesos.

Estado de resultados

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias
 Estado de resultados consolidado del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
 Cifras bajo Normas Internacionales de Información Financiera
 (millones de pesos)

Concepto	2015	2014	Variación	
			Importe	(%)
Ventas netas:				
En el país	746,235.9	944,998.0	-198,762.1	-21.0
De exportación	407,214.4	630,291.3	-223,076.9	-35.4
Ingresos por servicios	12,912.4	11,438.6	1,473.8	12.9
Total de ventas	1,166,362.5	1,586,727.9	-420,365.4	-26.5
Costo de ventas	1,280,835.9	865,280.5	415,555.4	48.0
Rendimiento bruto	-114,473.4	721,447.4	-835,920.8	-115.9
Otros ingresos, neto	-2,373.9	37,552.4	-39,926.3	-106.3
Gastos de distribución, transportación y venta	12,801.2	32,182.7	-19,381.5	-60.2
Gastos de administración	24,738.5	111,337.1	-86,598.6	-77.8
Rendimiento de operación	-154,387.1	615,480.0	-769,867.1	-125.1
Costo financiero	-67,773.6	-51,559.1	-16,214.5	31.4
Ingreso financiero	14,990.9	3,014.2	11,976.7	397.3
(Costo) Rendimiento por derivados financieros-Neto	-21,449.9	-9,438.6	-12,011.3	127.3
(Pérdida) Rendimiento en cambios	-154,765.6	-76,999.2	-77,766.4	101.0
	-228,998.2	-134,982.7	-94,015.6	69.7
Participación en los resultados de compañías	2,318.1	34.4	2,283.7	6,645.0
Rendimiento antes de derechos e impuestos	-381,067.2	480,531.7	-861,598.9	-179.3
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	377,087.5	760,912.1	-383,824.6	-50.5
impuestos a la utilidad	-45,587.3	-14,837.3	-30,750.0	207.2
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	331,500.2	746,074.8	-414,574.6	-55.6
(Pérdida) neta del periodo	-712,567.4	-265,543.0	-447,024.4	168.3
Otros resultados integrales:				
Inversiones en activos disponibles para su venta	-3,206.3	-765.4	-2,440.9	-318.9
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	78,556.6	-275,962.4	354,519.0	128.5
Efecto por conversión	13,262.1	11,379.7	1,882.4	16.5
Total de otros resultados integrales del periodo-Neto	88,612.4	-265,348.1	353,960.5	133.4
Resultado integral total del periodo	-623,955.0	-530,891.2	-93,064.0	17.5
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora	-712,435.0	-265,203.2	-447,231.8	168.6
Participación no controladora	-132.4	-339.8	207.4	61.0
Pérdida neta del ejercicio	-712,567.4	-265,543.0	-447,024.4	168.3
Participación controladora	88,571.5	-265,528.8	354,100.3	133.4
Participación no controladora	40.9	180.7	-139.8	-77.4
Total de otros resultados integrales del periodo	88,612.4	-265,348.1	353,960.5	133.4
Resultado integral total del año atribuible a:				
Participación controladora	-623,863.5	-530,732.0	-93,131.5	17.5
Participación no controladora	-91.5	-159.1	67.6	-42.4
Total de resultado integral del periodo	-623,955.0	-530,891.1	-93,063.9	17.5

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Ingresos por ventas netas

La baja de los precios de hidrocarburos impactaron de manera importante y son la principal causa por lo que las ventas netas presentan una disminución de 420,365.4 millones de pesos (26.5%), a continuación se explican las principales diferencias:

Ventas en México

Se observó una disminución de 198,762.1 millones de pesos (21%), originada por un efecto desfavorable por la baja de los precios de hidrocarburos por 190,577.4 millones de pesos, destacando la caída de los precios de las gasolinas Pemex Magna (21.2%) y Pemex Premium (9.5%), Pemex Diesel (26.9%), combustóleo (39.8%), turbosina (30.2%) y gas natural (20.4%). Recordar que se toma como referencia los precios de la costa norte del Golfo de México para la determinación de los precios de nuestras gasolinas y diesel que se comercializan en el país.

Por otra parte, se observó una disminución en la demanda de algunos de los productos, destacando la reducción de las compras de combustóleo y gas natural que la CFE realizó en el ejercicio 2015. Los menores volúmenes comercializados en 2015 significaron un efecto desfavorable en los ingresos por 8,184.6 millones de pesos.

Ventas de exportación

El entorno desfavorable respecto a las cotizaciones en el mercado internacional de los hidrocarburos ocasionó que las ventas de exportación bajaran por efecto precio 271,626.0 millones de pesos, destacando los crudos exportados que presentaron una variación negativa de 231,911.0 millones de pesos, combustóleo 23,775.1 millones de pesos, naftas 11,191.8 millones de pesos y otros hidrocarburos 4,748.1 millones de pesos.

Además, por efecto volumen se observa una disminución de los ingresos por 1,869.2 millones de pesos. Esta caída se explica principalmente por la baja en las exportaciones de combustóleo por 1,696.0 millones de pesos y naftas por 1,803.4 millones de pesos, presentando un efecto desfavorable que se compensó parcialmente con ingresos de diferentes petrolíferos y petróleo crudo.

La baja en los ingresos por ventas de exportación por efecto precio y volumen se compensaron, parcialmente, con un efecto favorable por tipo de cambio que ascendió a 50,418.3 millones de pesos.

Por lo antes expuesto, los ingresos por ventas de exportación disminuyeron en 223,076.9 millones de pesos (35.4%).

Otros ingresos neto

La baja de los precios de referencia de las gasolinas y diesel, que sirven de base junto con los costos de logística que reconoce la SHCP para determinar el precio de ingreso Pemex por la venta de gasolinas y diesel, ocasionó que los ingresos por la tasa de IEPS negativa bajaran 40,589.6 millones de pesos (94.2%). Razón principal por la cual los otros ingresos neto disminuyeron en 39,926.3 millones de pesos (106.3%).

Ingreso financiero

Se observa un incremento por 11,976.7 millones de pesos (397.3%) originado, principalmente, como consecuencia del efecto por la tasa de descuento para la determinación de la reserva de taponamiento de pozos.

Costo de ventas

El costo de lo vendido presenta un incremento de 415,555.4 millones de pesos (48.0%) principalmente debido al reconocimiento de un deterioro de los activos fijos, conforme a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, causado por una baja del precio del petróleo crudo, el incremento en las tasas de descuento y la valuación individual de las refinerías que conforman el Sistema Nacional de Refinación.

En 2015, se reconocieron deterioros en Exploración y Producción por 394,396.6 millones, en Transformación Industrial por 76,442.1 millones, en Logística por 5,829.5 millones de pesos y en Etileno por 1,276.5 millones de pesos.

También, por modificaciones en el régimen de impuestos, se observa un incremento en el costo de ventas por 53,929.8 millones de pesos. La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, que entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2015, creó impuestos y derechos a la exploración y a la extracción que se presentan como parte del costo de ventas. La depreciación y amortización de pozos presenta un incremento de 24,970.4 millones de pesos, como consecuencia de las nuevas inversiones, y pozos no exitosos presentan un incremento de 11,065.5 millones de pesos (91.1%), como consecuencia de las inversiones realizadas en proyectos que no alcanzaron producción de hidrocarburos y se reconocen conforme a las reglas de esfuerzos exitosos.

No obstante lo anterior se compensó, parcialmente, por la disminución del costo del pasivo laboral en 77,934.4 millones de pesos (174.9%) ante el cambio en el plan de pensiones y la reducción en las importaciones de productos en 54,532.8 millones de pesos (14.4%) originada principalmente por la baja en los precios de los productos, a pesar de que fue necesario incrementar el volumen de importación, especialmente, en las gasolinas Pemex Magna (9.5%) y Premium (33.5%) ante los paros no programados de las plantas de refinación.

Gastos de distribución, transportación y venta

Estos gastos presentaron una disminución de 19,381.5 millones de pesos (60.2%), principalmente por la reducción del costo neto del pasivo laboral como consecuencia del cambio del plan de pensiones realizado durante el ejercicio 2015, alcanzando un ahorro de 20,717.4 millones de pesos.

Gastos de administración

Los gastos de administración presentan una disminución de 86,598.5 millones de pesos (77.8%), principalmente por la reducción del costo neto del pasivo laboral por el cambio del plan de pensiones realizado durante el ejercicio 2015, alcanzando un ahorro de 85,620.7 millones de pesos.

Costo financiero

El costo financiero se incrementó debido, principalmente, a la apreciación del dólar americano y a las mayores captaciones de financiamientos, aumentando los intereses a cargo por 16,214.5 millones de pesos (31.4%).

(Costo) rendimiento por derivados financieros neto

El aumento de 12,011.3 millones de pesos (127.3%) en este concepto se derivó del fortalecimiento del dólar americano frente a las principales monedas, ocasionando un efecto desfavorable en las coberturas que tiene Pemex.

(Pérdida) rendimiento en cambios

Se observa un incremento en la pérdida cambiaria por 77,766.4 millones de pesos (101.0%) por la depreciación que presentó el peso frente al dólar americano. La cotización pasó de 14.7180 pesos/dólar al cierre de 2014 a 17.2065 pesos/dólar al cierre de 2015, representando una variación de 16.9%. Esta pérdida en cambios es consecuencia de la actualización de los saldos en moneda extranjera; sin embargo, no implica, necesariamente un impacto en flujo de efectivo del ejercicio.

Impuestos, derechos y aprovechamientos

La reducción de 414,574.6 millones de pesos (55.6%) se debe principalmente a la disminución en los precios promedio de venta del crudo, que junto con la producción son la base del cálculo de los derechos. Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015, la carga fiscal representó el 28.4% de las ventas totales, en tanto que en 2014, representó 47.0%.

Estado de situación financiera

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias
 Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 Cifras bajo Normas Internacionales de Información Financiera
 (millones de pesos)

Concepto	2015	2014	Variación	
			Importe	%
Activo				
Circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	109,368.9	117,988.5	-8,619.6	-7.3
Cuentas, documentos por cobrar y otros, neto	79,245.8	114,423.0	-35,177.2	-30.7
Inventarios, neto	43,770.9	49,938.7	-6,167.8	-12.4
Instrumentos financieros derivados	1,601.1	1,562.6	38.5	2.5
Activos corrientes no financieros disponibles para la venta	33,213.8	0.0	33,213.8	---
Total del activo circulante	267,200.5	283,912.7	-16,712.2	-5.9
No circulante				
Inversiones en acciones de compañías	24,165.6	22,014.8	2,150.8	9.8
Pozos, ductos, propiedades y equipo, neto	1,344,483.6	1,783,374.1	-438,890.5	-24.6
Impuestos diferidos	54,900.4	4,142.6	50,757.8	1,225.3
Efectivo restringido	9,246.8	6,884.2	2,362.6	34.3
Activos financieros disponibles para la venta	3,944.7	5,414.6	-1,469.9	-27.1
Otros activos - neto	71,712.6	22,625.3	49,087.3	217.0
Total de activo no circulante	1,508,453.7	1,844,455.6	-336,001.9	-18.2
Total del activo	1,775,654.2	2,128,368.3	-352,714.1	-16.6
Pasivo				
Circulante				
Porción circulante de la deuda a largo plazo	192,508.7	145,866.2	46,642.5	32.0
Proveedores	167,314.2	116,178.3	51,135.9	44.0
Cuentas y gastos acumulados por pagar	13,237.4	12,235.0	1,002.4	8.2
Instrumentos financieros derivados	27,300.7	17,459.7	9,841.0	56.4
Impuestos y derechos por pagar	43,046.7	42,420.1	626.6	1.5
Total del pasivo circulante	443,407.7	334,159.3	109,248.4	32.7
No circulante				
Deuda a largo plazo	1,300,873.2	997,384.3	303,488.9	30.4
Beneficios a los empleados	1,279,385.4	1,474,088.5	-194,703.1	-13.2
Provisión para créditos diversos	73,191.8	78,422.9	-5,231.1	-6.7
Impuestos diferidos	2,183.8	4,315.9	-2,132.1	-49.4
Otros pasivos	8,288.1	7,718.1	570.0	7.4
Total del pasivo no circulante	2,663,922.4	2,561,929.7	101,992.7	4.0
Total del pasivo	3,107,330.1	2,896,089.1	211,241.0	7.3
Patrimonio				
Participación controladora:				
Patrimonio permanente	194,604.8	134,604.8	60,000.0	44.6
Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos	43,730.6	43,730.6	-	-
Reserva legal	1,002.1	1,002.1	-	-
Resultados acumulados integrales	-306,023.0	-394,594.5	88,571.5	22.4
Resultados acumulados:				
Déficit de ejercicios anteriores	-552,808.8	-287,605.5	-265,203.3	-92.2
(Pérdida) neta del ejercicio	-712,435.0	-265,203.2	-447,231.8	168.68
Total Participación Controladora	-1,331,929.2	-768,065.7	-563,863.5	73.4
Participación no controladora	253.3	344.8	-91.5	-26.5
Total del patrimonio	-1,331,675.9	-767,720.9	-563,955.0	73.5
Total pasivo y patrimonio	1,775,654.2	2,128,368.3	-352,714.1	-16.6

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Al 31 de diciembre de 2015, los activos totales de Petróleos Mexicanos ascendieron a 1,775,654.2 millones de pesos lo que representó una disminución de 352,714.1 millones de pesos (16.6%) con respecto a diciembre de 2014. El activo circulante disminuyó 16,712.2 millones de pesos (5.9%), a saber:

- El efectivo y equivalentes de efectivo disminuyó 8,619.6 millones de pesos (7.3%), principalmente debido a menores ventas, pago de impuestos y amortizaciones de financiamientos, así como al pago de compromisos de operación e inversión.
- Las cuentas, documentos por cobrar y otros, disminuyeron en 35,177.2 millones de pesos (30.7%) debido a la disminución en clientes nacionales por 8,945.3 y clientes extranjeros por 3,646.5 millones de pesos; menores ventas por la disminución en precios de hidrocarburos; y anticipos de impuestos por 19,844.4 millones de pesos, derivados de menores pagos de derechos.
- Los inventarios muestran una disminución de 6,167.8 millones de pesos (12.4%), debido a menor costo de producción y menores precios en compras de productos refinados de importación, principalmente de gasolina Pemex Magna, combustóleo, diesel y naftas.
- Los instrumentos financieros derivados aumentaron en 38.5 millones de pesos (2.5%), debido al incremento en el valor de los *Cross-Currency Swaps* (favorable).
- El rubro de activos corrientes no financieros disponibles para la venta incrementaron en 33,213.8 millones de pesos (100.0%), lo cual corresponde a los activos que se traspasaron el 1 de enero de 2016 a CENAGAS.

Los activos no circulantes disminuyeron en 336,001.9 millones de pesos (18.2%), en los rubros siguientes:

- Las inversiones permanentes en acciones de compañías aumentaron en 2,150.8 millones de pesos (9.8%), debido al reconocimiento del método de participación por las utilidades generadas por las empresas en las que se tiene participación accionaria, así como nuevas inversiones.
- Los pozos, ductos, inmuebles y equipo-neto disminuyeron en 438,890.5 millones de pesos (24.6%) derivado del reconocimiento del deterioro de los activos fijos por la disminución en los flujos de efectivo futuros, como resultado de la fuerte caída en los precios del crudo, incremento en las tasas de descuento, valuación de las refinerías de manera individual, al efecto neto de las nuevas inversiones y la depreciación del ejercicio.
- Los impuestos diferidos se incrementaron 50,757.8 millones de pesos (1,225.3%), como consecuencia de la diferencia temporal que se genera por la provisión para beneficios a los empleados.

- Los activos financieros disponibles para la venta presentan una disminución de 1,469.9 millones de pesos (27.1%), debido a la baja en el valor de las acciones de Repsol YPF, S.A. en poder de PMI HBV. Estas acciones se otorgaron en garantía de un préstamo con Banco Santander con vencimiento en 2018, por lo que este rubro se presenta dentro del activo no circulante.
- Los otros activos presentan un incremento de 49,087.3 millones de pesos (217.0%), principalmente debido a un incremento en documentos por cobrar a largo plazo por 50,000.0 millones de pesos por la aportación de la asunción del Gobierno Federal de las obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones; y al incremento en activos intangibles de 1,041.0 millones de pesos. Lo anterior compensándose parcialmente con las disminuciones en pozos no asignados a una reserva en etapa de construcción por 552.1 millones de pesos y en pagos anticipados por 979.6 millones de pesos.

El incremento de 211,241.0 millones de pesos (7.3%) en el total de pasivo se explica por los siguientes efectos:

- La deuda total, incluyendo intereses devengados, aumentó en 350,131.4 millones de pesos (30.6%), al situarse en 1,493,381.9 millones de pesos. Dicho aumento obedece principalmente a nuevos financiamientos y variación cambiaria.
- Los proveedores y contratistas muestran un incremento de 51,135.9 millones de pesos (44.0%), debido al incremento en los pasivos exigibles al cierre del ejercicio.
- Los impuestos por pagar se incrementaron en 626.6 millones de pesos (1.5%), principalmente por un mayor derecho por la utilidad compartida en 25,312.7 millones de pesos, el Derecho de Extracción de Hidrocarburos por 2,889.5 millones de pesos, al Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios en 978.9 millones de pesos, y una provisión de Impuesto Sobre la Renta por un monto de 2,031.8 millones de pesos. Lo anterior fue parcialmente compensado con la disminución en el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización en 22,779.7 millones de pesos y el impuesto a los rendimientos petroleros por 5,084.5 millones de pesos, los cuales fueron derogados a partir de 2015.
- Los instrumentos financieros aumentaron en 9,841.0 millones de pesos (56.4%). Esta variación se debe principalmente al incremento en el valor de los *Cross-Currency Swaps* (negativos).
- La provisión para beneficios a los empleados muestra una disminución de 194,703.1 millones de pesos (13.2%). Esta disminución corresponde al reconocimiento del costo neto del periodo (que ya incluye el ajuste correspondiente a las recientes modificaciones al plan de pensiones) y de las ganancias actuariales. Estas ganancias fueron generadas principalmente por el cambio en las tasas de descuento y de rendimiento de los activos del plan, la disminución por las aportaciones realizadas al

Fondo Laboral Pemex (Activos del Plan), y los pagos efectuados por concepto de los servicios médicos y hospitalarios.

- La disminución en la reserva para créditos diversos y otros por 5,231.1 millones de pesos (6.7%) deriva de la cancelación correspondiente al juicio de CONPROCA en 7,012.2 millones de pesos y la provisión para gastos de protección ambiental en 2,652.9 millones de pesos, por los diversos trabajos de estabilización de residuos. Lo anterior se compensa parcialmente con el incremento en la provisión para gastos de taponamiento de pozos por 4,433.9 millones de pesos.
- Los impuestos diferidos disminuyeron en 2,132.1 millones de pesos (49.4%).

El patrimonio negativo disminuyó en 563,955.0 millones de pesos (73.5%), debido principalmente a la pérdida neta del periodo por 712,567.4 millones de pesos. Lo anterior se compensó con el incremento en los certificados de aportación "A" por 60,000.0 millones de pesos, correspondiendo 50,000.0 millones de pesos al anticipo por la asunción del Gobierno Federal de los ahorros alcanzados por las modificaciones al plan de pensiones; el efecto por conversión de 13,230.0 millones de pesos; y las ganancias actuariales por beneficios a empleados por 78,548.0 millones de pesos.

5.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

Estructura de la deuda

Políticas para la contratación

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2015, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de noviembre de 2014, en su artículo segundo establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta 110,500.0 millones de pesos y un monto de endeudamiento neto externo de hasta 6,500.0 millones de dólares de los Estados Unidos de América. Pemex podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total antes señalado (195,000.0 millones de pesos equivalentes a 15,000.0 millones de dólares).

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

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 mediante acuerdo CA-143/2014 de la sesión 884 ordinaria del 19 de diciembre de 2014.

Disposiciones y amortizaciones 2015

Deuda interna

Al cierre de 2015, el saldo de la deuda interna de Pemex ascendió a 334,065.8 millones de pesos, monto superior en 42,452.4 millones de pesos al observado en el cierre de 2014. Esta variación es el resultado conjunto de:

- Un endeudamiento neto interno de 41,348 millones de pesos, derivado de disposiciones por 88,810 millones de pesos y amortizaciones por 47,462 millones de pesos; y
- Ajustes contables al alza por 1,104.4 millones de pesos derivados del efecto inflacionario de la deuda interna indizada.

En cuanto a la composición de la deuda interna de Pemex, el 54% se encuentra contratado a tasa fija y el 46% restante a tasa variable.

Perfil de amortizaciones de la deuda interna de Pemex

(millones de pesos)

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total	46,314.5	29,895.9	8,619.5	39,657.1	32,594.7	176,984.0
Certificados bursátiles	17,489.8	23,432.5	1,356.1	31,343.7	24,281.3	139,839.3
Créditos bancarios	14,424.7	6,463.4	7,263.4	8,313.4	8,313.4	37,144.7
Crédito revolvente ^{1/}	14,400.0					

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

1/ Este crédito es una línea revolvente cuyo vencimiento va hasta noviembre de 2019 y su refinanciamiento se realiza a través del mismo programa. La proyección fue elaborada con base en el saldo contractual al 31 de diciembre 2015, utilizando para el caso de la UDI el valor al 31 de diciembre 2015.

Deuda externa

Al cierre de 2015, el saldo de la deuda externa de Pemex asciende a 66,302.1 millones de dólares (equivalente a 1,140,827.5 millones de pesos utilizando el tipo de cambio de 17.2065 pesos por dólar, registrado al cierre de diciembre de 2015), monto superior en 9,410.4 millones de dólares al observado en el cierre de 2014. Esta variación es el resultado de:

- Un endeudamiento neto externo de 10,082.0 millones de dólares derivado de disposiciones por 12,287.5 millones de dólares y amortizaciones por 2,205.5 millones de dólares; y

- Ajustes contables negativos por 671.6 millones de dólares, derivados de la variación del dólar con respecto a otras monedas en que se encuentra contratada la deuda.

En cuanto a la composición de la deuda externa de Petróleos Mexicanos, el 80.2% se encuentra contratado a tasa fija y el 19.8% restante a tasa variable.

Perfil de amortizaciones de la deuda externa de Pemex

Concepto	(millones de dólares)					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total	7,421.9	3,667.8	6,053.6	3,955.7	7,980.0	36,913.1
Mercado de capitales	1,464.1	1,940.2	4,587.3	3,213.3	5,463.0	36,313.5
Créditos bancarios	254.2	432.8	307.3	38.8	2,025.5	
ECA	988.8	1,138.8	1,043.4	629.1	416.6	599.6
Arrendamiento financiero	73.0	77.4	77.6	47.5	49.6	
Otros	271.8	78.6	38.0	27.0	25.3	
Crédito revolvente ^{1/}	4,370.0					

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

1/ Este crédito son líneas revolventes cuyo vencimientos son en diciembre de 2016 y enero de 2020 y su refinanciamiento se realiza a través de los mismos programas. La proyección fue elaborada con base en el saldo contractual al 31 de diciembre 2015.

Operaciones de manejo de liquidez

El 30 de enero de 2015, se llevó a cabo un convenio modificatorio a una línea de crédito sindicada contingente con el fin de incrementar el monto de 1,250 millones de dólares a 3,250 millones de dólares, y extender el plazo hasta febrero de 2020.

El 21 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos suscribió el contrato de una nueva línea bilateral contingente por 3,500 millones de pesos, a 3 años y medio y TIIE de 28 días más 60 puntos base. Esta línea reemplaza a su similar que venció el 23 de diciembre de 2015.

Al 31 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos cuenta con cuatro líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por 4,500 millones de dólares y 23,500 millones de pesos, de los cuales se encontraban disponibles 130 millones de dólares y 9,100 millones de pesos, respectivamente.

5.3. Estado del régimen de pensiones

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

Los beneficios bajo el plan de beneficio definido se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los

planes no existen requisitos mínimos de fondeo. Pemex tiene establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos independientes y que incluyen la pensión por incapacidad y post mortem de la muerte de pensionados.

Para el fondeo de los planes de beneficios a los empleados (Activos del Plan), Petróleos Mexicanos cuenta con dos fideicomisos denominados Fondo Laboral Pemex (FOLAPE) y Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (FICOLAVI), que cuentan con un comité técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la fiduciaria. Sus ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto de operación) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones de los fideicomisos.

Durante el periodo analizado se realizaron modificaciones al plan de pensiones que consistieron principalmente en: i) incremento en los requisitos de jubilación para los empleados contratados hasta el 31 de diciembre de 2015 y ii) creación de un régimen de cuentas individuales para aquellos trabajadores contratados a partir de enero de 2016.

Como resultado de las citadas modificaciones al Plan de Pensiones, se obtuvo una reducción en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD) de 196,038.0 millones de pesos.

El saldo de la reserva de beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se ubicó en 1,279,385.4 millones de pesos y 1,474,088.5 millones de pesos, respectivamente.

La disminución de la reserva para beneficios a los empleados corresponde al reconocimiento del costo neto del periodo, que ya incluye el ajuste correspondiente a las recientes modificaciones al plan de pensiones, y de las ganancias actuariales. Estas ganancias fueron generadas principalmente por el cambio en las tasas de descuento y de rendimiento de los activos del plan, la disminución de las aportaciones realizadas al Fondo Laboral Pemex (Activos del Plan) y los pagos efectuados por concepto de los servicios médicos y hospitalarios.

5.4. Ejercicio del presupuesto

En esta sección se presenta la autorización de recursos en flujo de efectivo que el H. Congreso de la Unión otorgó a Petróleos Mexicanos en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de 2015, así como la evolución de las necesidades netas de recursos durante el año, lo que se manifestó en adecuaciones presupuestales aprobadas, tanto por el Consejo de Administración como por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y, finalmente, la manera como se registró la carátula del ejercicio en flujo de efectivo.

Presupuesto original autorizado (consolidado)

Para el ejercicio fiscal 2015, el H. Congreso de la Unión autorizó a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios un presupuesto programable que ascendió a 540,580.1 millones de pesos en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Este importe fue 3.6% superior al autorizado en 2014. Del monto total, 67.8% corresponde a gasto de inversión y 32.2% a gasto corriente.

Adecuaciones presupuestarias

Durante 2015, el Consejo de Administración autorizó cinco adecuaciones presupuestarias, de las cuales tres también fueron autorizadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, las cuales modificaron en forma acumulada el gasto programable que ascendió a 503,538.7 millones de pesos, 6.9% (37,041.4 millones de pesos) menor al del Presupuesto de Egresos de la Federación. El resultado neto de estas modificaciones incrementó 13.2% (23,064.6 millones de pesos) el gasto corriente de operación, respecto al presupuesto original 2015, y redujo 16.4% (60,106.0 millones de pesos) el presupuesto de inversión.

De estas adecuaciones, destacan: i) la disminución al gasto programable por 62 mil millones de pesos realizado en febrero de 2015, mismo que impactó principalmente al presupuesto de inversión de Petróleos Mexicanos (94.8% de la reducción); ii) el incremento al gasto corriente por 29,018 millones de pesos realizado en agosto, a través del reconocimiento de mayores ingresos y sin modificar el balance financiero, de los cuales 18,393.2 millones de pesos fueron al gasto de operación, 5,684.7 millones de pesos a pensiones y jubilaciones, y 4,940.1 millones de pesos a otras erogaciones; y iii) la aportación de 50 mil millones de pesos del Gobierno Federal conforme al “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” en diciembre de 2015.

Ejercicio del presupuesto consolidado. Flujo de efectivo

El Balance Financiero de Petróleos Mexicanos en 2015 ascendió a 146,948.2 millones de pesos, que representa 7.8% menos al obtenido en 2014. Sin embargo, mejoró en 5.1% el déficit programado, resultando 0.3% superior al presupuesto modificado autorizado por la SHCP.

Los principales factores que explican las variaciones en el balance que se reporta se detallan a continuación.

Ingresos

Los ingresos totales registraron 1,566,706.4 millones de pesos, importe 15.7% menor respecto al de 2014, y 10.8% menor al programa original, debido principalmente a la caída del precio del petróleo al pasar de 86 a 43 dólares por barril, y consecuentemente a la

reducción en los precios de las referencias internacionales. Lo anterior fue contrarrestado parcialmente por el efecto tipo de cambio, al registrarse una depreciación del peso respecto al año previo de 16%.

Ventas Internas

Los ingresos por ventas a clientes nacionales disminuyeron 4% con relación a los registrados el año previo, resultado de la disminución en los precios y volúmenes de combustóleo y gas seco, variación que fue compensada con mayores ventas de gasolinas y diesel.

Nota informativa: en términos presupuestales, el importe por concepto de ventas internas en flujo de efectivo incluye el Impuesto al Valor Agregado (IVA) 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.

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

Concepto	2014	2015			Var.(%)		
		Programa	Modificado	Ejercicio	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	15/14 Real ^{1/}
Ingresos	1,808,823.8	1,756,499.8	1,565,079.5	1,566,706.4	-10.8	0.1	-15.7
Ventas nacionales	1,152,775.5	1,209,912.8	1,136,274.9	1,136,192.7	-6.1	0.0	-4.0
Ventas exteriores	571,589.7	541,018.1	344,152.9	344,149.3	-36.4	0.0	-41.4
Otros ingresos	84,458.6	5,568.9	84,651.7	86,364.4	n.r.	2.0	-0.5
Tasa negativa IEPS	44,900.3	0.0	0.0	1,245.9	-	-	-97.3
Servicios y otros	39,558.3	5,568.9	84,651.7	85,118.5	n.r.	0.6	109.5
Subsidios y transferencias	2,000.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-100.0
Egresos	1,900,847.6	1,857,373.0	1,640,252.1	1,641,101.0	-11.6	0.1	-16.0
Gasto programable	533,065.0	540,580.1	503,538.7	502,996.2	-7.0	-0.1	-8.1
Corriente	174,286.1	174,228.1	197,292.7	196,807.8	13.0	-0.2	9.9
Inversión	358,778.9	366,352.0	306,246.0	306,188.4	-16.4	0.0	-16.9
Mercancía para reventa	382,954.4	345,421.7	330,346.9	330,346.9	-4.4	0.0	-16.0
Op. ajenas netas	-291.8	0.0	-1,182.0	407.7	-	134.5	236.0
Impuestos indirectos	194,732.4	206,217.3	379,176.2	378,943.7	83.8	-0.1	89.4
Impuestos directos	790,387.6	765,153.8	428,372.3	428,406.5	-44.0	0.0	-47.2
Superávit primario	-90,023.7	-100,873.2	-75,172.6	-74,394.6	26.2	1.0	19.5
Intereses	42,658.8	53,988.6	72,160.3	72,553.6	34.4	0.5	65.6
Superávit operación	-132,682.5	-154,861.8	-147,332.9	-146,948.2	5.1	0.3	-7.8
Endeudamiento neto	221,681.2	195,000.0	187,658.8	187,586.4	-3.8	0.0	-17.6
Disposiciones	325,028.5	240,010.1	348,916.5	348,916.5	45.4	0.0	4.5
Amortizaciones	103,347.3	45,010.1	161,257.7	161,330.2	258.4	0.0	52.0
Incremento(uso)caja	88,998.7	40,138.2	40,325.9	40,638.1	1.2	0.8	-55.5

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

1/ Se aplicó un factor de 1.0272, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

n.r. No representativo.

Ventas Externas

Los ingresos por ventas al exterior disminuyeron 41.4% respecto a 2014, principalmente por la variación negativa de los precios del crudo y las reducciones de precio y volumen del combustible y de las gasolinas naturales. En contraparte, hubo un mayor volumen de venta de crudo al exterior en 30 Mbd y la variación cambiaria afectó positivamente dicho rubro. Se estima que por cada 0.10 MNX/USD que se deprecie el peso, el importe neto en los ingresos propios es de 1,500 millones de pesos.

Otros Ingresos

El importe de otros ingresos fue de 86,364.4 millones de pesos, saldo en el que se incluye la aportación patrimonial de 50 mil millones de pesos determinados conforme al acuerdo mencionado con anterioridad, además de la aportación que realizó el Gobierno Federal en enero de 2015 por 10 mil millones de pesos, los dividendos obtenidos por parte de PMI y KOT a mediados del año, el efecto de la variación cambiaria neta, y el saldo de 2014 de la tasa negativa del IEPS.

Egresos

Los egresos totalizaron 1,641,101.0 millones de pesos, importe 16% menor a lo ejercido en 2014, y 11.6% por abajo de lo considerado en el presupuesto original, pero similar al presupuesto modificado.

Gasto Programable

El ejercicio del gasto programable corriente y de inversión ascendió a 502,996.2 millones de pesos, 8.1% inferior a lo ejercido el año previo y 7% a lo autorizado, aunque 0.1% inferior al modificado autorizado por la SHCP.

- El gasto corriente en 2015 se ubicó en 196,807.8 millones de pesos, importe mayor en 9.9% al año precedente, 13% al presupuesto y 0.2% por debajo del modificado.
- Los servicios personales registraron 82,728.8 millones de pesos, monto 5% inferior en términos reales a 2014, que se explica por las diferencias en el calendario de pago del año anterior, principalmente en el rubro de sueldos y salarios. Con respecto al presupuesto, este importe resultó 8.1% menor (7,321.5 millones de pesos), originado por las medidas de ahorro, tales como restricción en coberturas del personal activo, disminución de tiempo extraordinario y congelación de vacantes.
- El gasto de operación (materiales y suministros, y servicios generales) se situó 13% por arriba de lo registrado en el año previo. Los conceptos que registraron mayor ejercicio fueron los fletes y otros gastos de operación.

- En pensiones y jubilaciones registró 49,538.9 millones de pesos, importe que se ubicó 26.6% por arriba del reportado el año precedente, por mayores aportaciones al Fondo Laboral Pemex.

El gasto total de inversión registró 306,188.4 millones de pesos, el cual incluye 245 millones de pesos de inversión financiera. Este último se registró en Pemex Cogeneración y Servicios y en Pemex Fertilizantes para capitalización. La inversión física registró un ejercicio 16.5% menor (50,825 millones de pesos nominales) al año previo, básicamente por las medidas de austeridad y racionalización de recursos. La variación principal se registró en el rubro de obra pública con 15.5% menos respecto al año previo.

Por Organismo Subsidiario y Empresa Productiva del Estado la inversión se ejerció de la siguiente manera:

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

Concepto	2015			Variación (%)			
	2014	Programa	Modificado	Ejercicio	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	15/14 Real ^{1/}
Total ^{2/}	358,778.9	366,352.0	306,246.0	306,188.4	-16.4	0.0	-16.9
Organismos subsidiarios							
Refinación	39,766.7	50,678.6	34,152.0	34,151.9	-32.6	0.0	-16.4
Gas y Petroquímica Básica	7,548.9	8,208.0	5,073.0	5,070.3	-38.2	-0.1	-34.6
Petroquímica	4,764.8	5,500.0	2,603.8	2,603.8	-52.7	0.0	-46.8
Corporativo	5,016.9	2,500.7	2,162.3	2,157.3	-13.7	-0.2	-58.1
Empresas Productivas del Estado							
Exploración y Producción ^{3/}	301,681.5	299,464.7	255,754.0	255,746.1	-14.6	0.0	-17.5
Transformación Industrial	-	-	4,972.9	4,952.3	-	-0.4	-
Cogeneración y Servicios	-	-	228.0	228.0	-	0.0	-
Perforación y Servicios	-	-	-	-	-	-	-
Fertilizantes	-	-	221.8	221.8	-	0.0	-
Etileno	-	-	426.3	426.3	-	0.0	-
Logística	-	-	652.0	630.6	-	-3.3	-

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

1/ Se aplicó un factor de 1.0272, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

2/ Incluye inversión financiera en 2014 por 2,010.5 millones de pesos y en 2015 por 245 millones de pesos.

3/ Para el periodo enero-mayo PEP ejerció su gasto como Organismo Subsidiario, para el periodo junio-diciembre ejerció su gasto como EPS. Previo acuerdo con la Unidad de Contabilidad Gubernamental de la SHCP, PEP presentará la información enero-diciembre como EPS.

Mercancía para reventa

Los egresos por mercancía para reventa ascendieron a 330,346.9 millones de pesos, 16% menos a lo ejercido en el año previo. La disminución de las erogaciones es atribuida a los menores precios de referencia que se observaron tanto de petrolíferos como gas natural, con respecto a los registrados en 2014.

El efecto anterior fue contrarrestado por el efecto del tipo de cambio y la importación de mayores volúmenes de gasolinas, diesel, naftas, gas seco y gas licuado.

Las operaciones ajenas netas presentaron un saldo neto de egreso por 407.7 millones de pesos, en particular por 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 89.4% mayor al año previo, principalmente por el aumento en el pago de IEPS, debido a la reducción en las cotizaciones de las referencias internacionales que impactan en los mecanismos para la determinación de los precios de los combustibles automotrices. En 2015, el pago de contribuciones directas ascendieron a 428,406.5 millones de pesos, de los cuales 351,370.0 millones de pesos correspondieron al pago de Derechos sobre Utilidad Compartida (DUC) y el resto a otros a impuestos.

Cabe resaltar que el importe de la carga fiscal directa se ubicó en términos nominales en 361,981.1 millones de pesos por debajo del ejercicio del año anterior, debido a una menor valuación de la extracción de crudo por el menor precio del crudo. Las variaciones respecto al año previo son las siguientes:

Concepto	2014	2015	Variación	
			Absoluta	Relativa(%)
Total	790,387.6	428,406.5	-361,981.1	-45.8
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	653,619.4	-10,484.9	-664,104.3	-101.6
Sobre Extracción de Hidrocarburos	4,595.1	437.6	-4,157.4	-90.5
Especial sobre Hidrocarburos	3,386.0	10.8	-3,375.2	-99.7
Sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	103,940.8	23,478.7	-80,462.1	-77.4
Para la Fiscalización Petrolera	36.9	6.6	-30.3	-82.1
Para la investigación científica y tecnológica en materia de energía	8,001.0	1,440.6	-6,560.3	-82.0
Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo	5,745.5	-4,580.9	-10,326.4	-179.7
Adicional sobre Hidrocarburos	732.9	19.7	-713.1	-97.3
Para regular y supervisar hidrocarburos	356.1	19.5	-336.6	-94.5
Por la Utilidad Compartida DUC (Anticipos)	0.0	266,136.0	266,136.0	-
Por la Utilidad Compartida DUC (Declaraciones)	0.0	85,234.0	85,234.0	-
De Extracción de Hidrocarburos	0.0	46,119.8	46,119.8	-
Por la Exploración de Hidrocarburos	0.0	906.6	906.6	-
Impuestos varios	9,973.8	19,662.3	9,688.4	97.1

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

Endeudamiento Neto

Durante 2015, se tuvo un endeudamiento neto por 187,586.4 millones de pesos, el cual fue 3.8% menor al del presupuesto original y similar al presupuesto modificado autorizado por la SHCP. Respecto al año previo, el endeudamiento resultó menor en 17.6%, sobre todo por las amortizaciones que fueron mayores al año previo, y a una menor proporción del incremento en las disposiciones.

Desviaciones de los contratos relacionados con los principales proyectos de inversión al 31 de diciembre de 2015.

La información relativa a los convenios modificatorios firmados por Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Empresas Productivas Subsidiarias para contratos de más de 100 millones de pesos correspondientes a 2015 se presenta a continuación:

Importes acumulados de los convenios modificatorios
(millones)

	Contratos vigentes	Original		Con convenios a diciembre 2014		Con convenios a diciembre 2015	
		Pesos	Dólares	Pesos	Dólares	Pesos	Dólares
Total	1,138	230,390	58,966	245,022	59,848	260,656	61,691
Exploración y producción	1,033	187,186	54,884	199,542	55,743	213,349	57,574
Logística	24	4,445	34	4,571	29	4,788	32
Refinación	59	32,278	4,013	34,338	4,041	35,820	4,050
Gas	12	4,200	35	4,290	35	4,290	35
Petroquímica	10	2,281	0	2,281	0	2,409	0

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

Incrementos acumulados en los contratos
(porcentaje)

	A diciembre 2014		A diciembre 2015	
	Pesos	Dólares	Pesos	Dólares
Total	6.4	1.5	13.1	4.6
Exploración y producción	6.6	1.6	14.0	4.9
Logística	2.8	-14.7	7.7	-5.9
Refinación	6.4	0.7	11.0	0.9
Gas	2.1	0.0	2.1	0.0
Petroquímica	0.0	-	5.6	-

6. Gobierno corporativo

6.1. Estructura corporativa

Conforme a la reorganización corporativa aprobada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en noviembre de 2014, en el transcurso del año siguiente dejaron de existir los cuatro Organismos Subsidiarios que tenía Petróleos Mexicanos para constituirse siete Empresas Productivas del Estado Subsidiarias de Petróleos Mexicanos, dos de ellas con funciones centrales: Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, mientras las otras cinco son: Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno^{13/}. Las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) eventualmente se podrán transformar en empresas filiales.

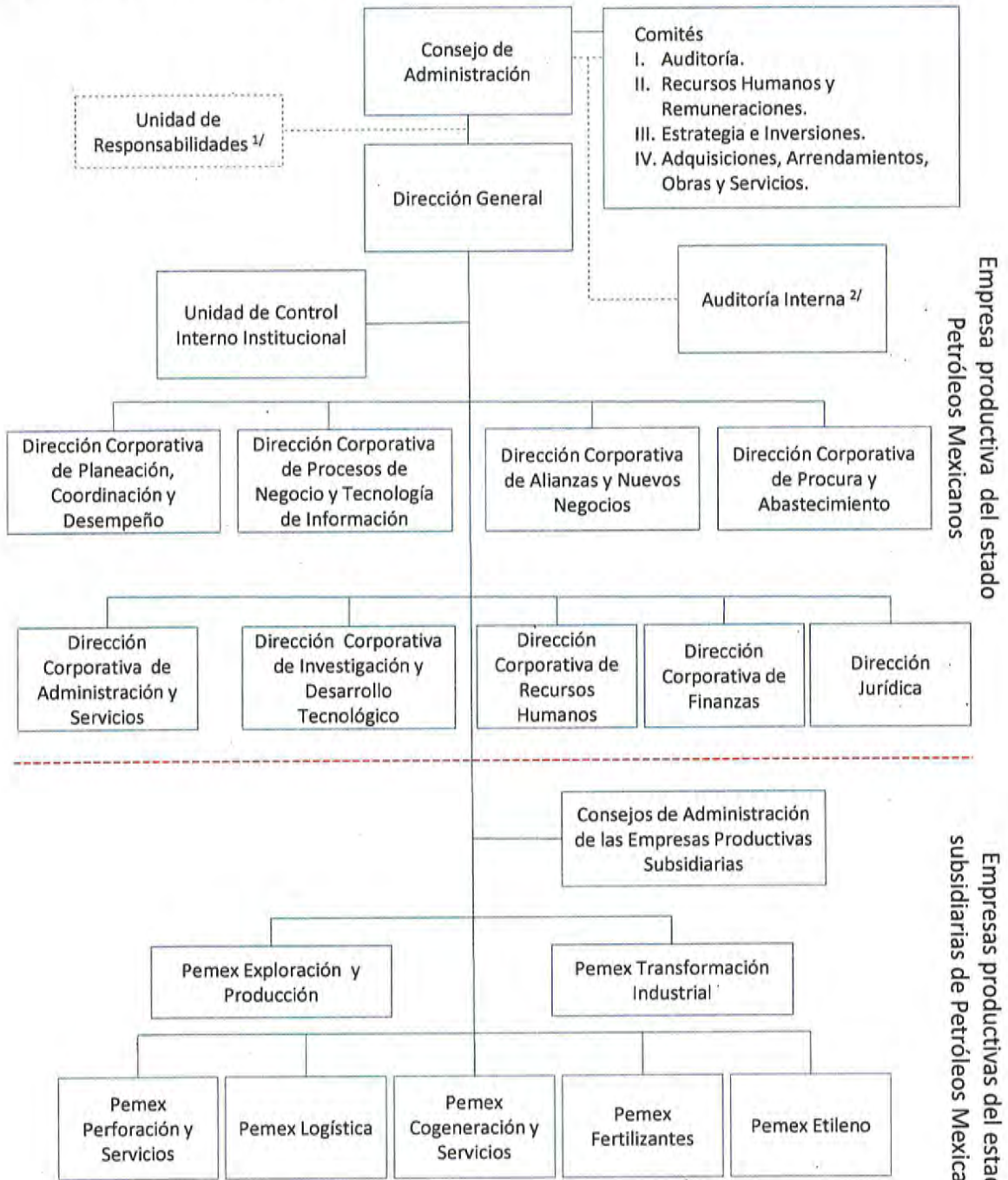
Vinculado con la conformación de las EPS, inició también un proceso de reorganización corporativa, que adicionalmente implicó la transferencia de funciones de planeación, financieras y administrativas de las EPS a Petróleos Mexicanos, de esta forma al 1 de abril de 2016 la estructura de Petróleos Mexicanos comprendía ocho direcciones corporativas: Planeación, Coordinación y Desempeño; Procesos de Negocio y Tecnología de Información; Alianzas y Nuevos Negocios; Finanzas; Administración y Servicios; Procura y Abastecimiento; Recursos Humanos; y de Investigación y Desarrollo Tecnológico, además de la Dirección Jurídica, la Unidad de Control Interno Institucional, la Auditoría Interna y de la Unidad de Responsabilidades. Cabe señalar que la Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría y que la Unidad de Responsabilidades depende funcionalmente de la Secretaría de la Función Pública.

La estructura que se estableció permite otorgar el soporte requerido por las EPS y filiales; además, responder a la necesidad de generar ahorros y hacer más eficiente la operación de la empresa ante las condiciones económicas y retos del entorno.

Al cierre de 2015, el total de plazas ocupadas en Pemex se ubicó en 138,391, que representó una disminución de 9.6% con respecto al cierre de 2014 (153,085 plazas ocupadas).

13/ Las fechas de entrada en vigor de los acuerdos de creación de las Empresas Productivas Subsidiarias realizada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, todas en 2015 fueron las siguientes: 1 de junio: Pemex Exploración y Producción y Pemex Cogeneración; 1 de agosto: Pemex Perforación y Servicios, Pemex Etileno y Pemex Fertilizantes; 1 de noviembre: Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística.

Estructura corporativa de Petróleos Mexicanos vigente al 1 de abril de 2016.



Estructura vigente al 1 de abril de 2016.

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

2/ La Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría.

6.2. Órgano de gobierno

La Ley de Petróleos Mexicanos establece que el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos se integra por 10 consejeros: el Secretario de Energía, que preside el Consejo, el Secretario de Hacienda y Crédito Público y tres consejeros designados por el Ejecutivo Federal, estos cinco Consejeros representan al Estado. Además de cinco Consejeros Independientes, designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado de la República.

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. Luis Videgaray Caso
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

Dra. María de Lourdes Melgar Palacios
Subsecretaria de Hidrocarburos de la Secretaría de
Energía

Consejeros Independientes de Petróleos Mexicanos

Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra

Ing. Jorge Borja Navarrete

Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana

Mtro. Alberto Tiburcio Celorio

Vacante

Al 1 de abril de 2016.

Durante 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos llevó a cabo cuatro sesiones ordinarias y 14 extraordinarias.

Comités de Apoyo al Consejo de Administración

El Consejo de Administración cuenta con cuatro Comités de Apoyo, en los términos establecidos por la Ley de Petróleos Mexicanos: Comité de Auditoría, Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones, Comité de Estrategia e Inversiones, Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. Las principales atribuciones de cada uno de ellos se presentan a continuación:

Comité de Auditoría

Dar seguimiento a la gestión de Petróleos Mexicanos, sus EPS y empresas filiales, revisar la documentación concerniente a la evaluación del desempeño financiero y operativo (general y por funciones) de la empresa, así como presentar al Consejo de Administración los informes relacionados con estos temas.

Supervisar los procesos para formular, integrar y difundir la información contable y financiera, así como la ejecución de las auditorías que se realicen a los estados financieros, de conformidad con los principios contables y las normas de auditoría que le son aplicables.

Presentar para aprobación del Consejo de Administración, previa propuesta del Director General y opinión de la Auditoría Interna, el sistema de control interno, así como los lineamientos que lo regulen.

Emitir opinión sobre el informe anual del Director General.

Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones

Proponer al Consejo de Administración el mecanismo de remuneración del Director General y de los directivos de los tres niveles jerárquicos inferiores a éste.

Proponer al Consejo de Administración la política de contratación, de evaluación del desempeño y de remuneraciones del resto del personal de Petróleos Mexicanos, de sus EPS y de sus empresas filiales, debiendo cumplir con lo dispuesto en la legislación y el contrato colectivo de trabajo vigentes aplicables.

Auxiliar al Consejo de Administración, en los términos que éste le ordene, en el seguimiento de las políticas de recursos humanos que haya aprobado.

Dar seguimiento al cumplimiento de los acuerdos, compromisos y autorizaciones que, en materia de recursos humanos, le especifique el Consejo de Administración.

Proponer los convenios de capacitación, certificación y actualización que Petróleos Mexicanos pueda suscribir con instituciones públicas y privadas, nacionales o internacionales.

Comité de Estrategia e Inversiones

Auxiliar al Consejo de Administración en la aprobación de las directrices, prioridades y políticas generales relacionadas con las inversiones de Petróleos Mexicanos.

Analizar el Plan de Negocios.

Formular al Consejo de Administración recomendaciones relacionadas con el Plan de Negocios y sobre las políticas generales en la materia.

Dar seguimiento a las inversiones que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración.

Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios

Formular al Director General recomendaciones sobre aspectos concretos que puedan incluirse en las políticas y disposiciones que, en materia de contrataciones, proponga al Consejo de Administración.

Opinar sobre las propuestas que el Director General presente respecto a las políticas y disposiciones en materia de contrataciones.

Formular opiniones, a solicitud del Consejo de Administración, sobre las contrataciones que se sometan a consideración de éste, en términos de las disposiciones aplicables.

Dar seguimiento a las adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración.

Aprobar los casos en que proceda la excepción a la licitación pública para que Petróleos Mexicanos y sus EPS contraten con empresas filiales de Petróleos Mexicanos.

Revisar los programas anuales de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras y formular las recomendaciones que estime pertinentes al Consejo de Administración.

6.3. Control Interno

Avances registrados en el Sistema de Control Interno

Derivado de la entrada en vigor de la Ley de Petróleos Mexicanos, se han realizado acciones encaminadas a instrumentar un Sistema de Control Interno similar al de empresas líderes en el mundo. En este sentido, Petróleos Mexicanos y sus empresas adoptaron el Modelo COSO 2013 (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) como marco de referencia para su instrumentación.

A partir de 2014, con la entrada en vigor de los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, emitidos por el Consejo de Administración, se han realizado acciones tendientes a instrumentar los 17

principios del modelo COSO agrupados en 5 componentes: (i) ambiente de control, (ii) evaluación de riesgos, (iii) actividades de control, (iv) información y comunicación y (v) actividades de monitoreo tanto a nivel entidad como a nivel proceso. En el ejercicio 2015 destacan dentro de estas acciones:

Ambiente de control

Se diseñó e inició la instrumentación del Programa de Ética e Integridad Corporativa que se encuentra orientado a mejorar la percepción que se tiene de Petróleos Mexicanos, respecto a la cultura de principios éticos y de integridad, a minimizar la probabilidad de ocurrencia de aquellos riesgos de corrupción identificados en las actividades del negocio, a mejorar la confianza de los socios comerciales en el comportamiento ético e íntegro de la empresa y a la respuesta a los actos de incumplimiento en ética o integridad. El Comité de Ética, en sesión celebrada el 13 de octubre tomó conocimiento del programa y éste será oficializado y difundido durante 2016.

Evaluación de riesgos

En el último bimestre de 2015 se emitió el Acuerdo del Director General No. DG/201505468/2015, mediante el que se autorizó la creación del Comité de Riesgos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, el cual tiene como objetivo prever, identificar, administrar, dar seguimiento y evaluar los riesgos que puedan derivarse del desarrollo de las actividades de dichas empresas.

Conforme a lo anterior, se instrumentó el Marco de Administración de Riesgos Empresariales (MARE) con el fin de establecer el esquema de gobierno en materia de riesgos para Petróleos Mexicanos y sus EPS.

En este tenor se realizan acciones encaminadas a la identificación de: La existencia de esfuerzos de administración de riesgos en los diferentes procesos, a fin de consolidarlos en la taxonomía definida para Petróleos Mexicanos y sus EPS; las áreas que desarrollan diversas funciones de gestión de riesgos y cumplimiento encaminadas a la creación y/o monitoreo de los controles para la administración de riesgos, esto encuadrado en el modelo de las Tres Líneas de Defensa^{14/}; los Riesgos Empresariales Críticos que se presentarán a los órganos de gobierno durante el primer semestre de 2016.

Actividades de control

Se realizó el primer ejercicio de autoevaluación a nivel subprocesos, con el objeto de determinar el grado de madurez de los atributos generales de control que todo proceso debe tener. Para el caso de las empresas filiales, se definió la matriz de control a utilizar en el ejercicio de autoevaluación a nivel entidad.

^{14/} Declaración de Posición: Las Tres Líneas de Defensa para una Efectiva Gestión de Riesgo y Control, *Institute of Internal Auditors*, USA, 2013.

De conformidad con los resultados preliminares de los procesos de autoevaluación y monitoreo, relativos a los ciclos de transacciones y temas relevantes al cierre de 2015, se habían detectado 62 deficiencias de control de diseño y operación, de las cuales se habían atendido 24. Para el resto de las deficiencias se elaboraron los planes de trabajo correspondientes para su atención.

A efecto de complementar el informe sobre el control interno para dar cumplimiento a la sección 404 de la *Ley Sarbanes Oxley* durante 2015 se realizó la revisión y adecuación de las matrices de control, para dar cumplimiento razonable al estándar *IT Control Objectives for Sarbanes-Oxley* (tercera edición), así como a la definición de los aplicativos informáticos que tienen impacto directo en la generación de la información plasmada en los estados financieros de Petróleos Mexicanos y sus EPS.

Cumplimiento de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental y de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública

Transparencia y rendición de cuentas

Durante 2015 se llevaron a cabo acciones en materia de acceso a la información, transparencia y rendición de cuentas, con el fin de dar cumplimiento a la normatividad y fortalecer la imagen de Petróleos Mexicanos, sus EPS y Filiales, para hacer frente de manera satisfactoria a las nuevas condiciones derivadas de la reforma energética.

Entre dichas acciones se destacan la adopción de mejores prácticas internacionales en la materia, el fortalecimiento de la relación con el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) y la operación del Comité de Información.

Convenio General de Colaboración con el INAI

El 12 de mayo de 2015 se formalizó el Convenio General de Colaboración celebrado entre Petróleos Mexicanos y el INAI. El objetivo de dicho convenio es establecer las acciones de colaboración en las siguientes materias: Mejorar el acceso a la información pública gubernamental; fortalecer la protección de datos; fomentar una cultura de transparencia; propiciar la rendición de cuentas a la sociedad; promover cursos, talleres, conferencias y programas de capacitación en materia de transparencia y rendición de cuentas; establecer las bases y mecanismos de colaboración entre Petróleos Mexicanos y el INAI; ser una empresa referente en materia de transparencia y rendición de cuentas.

Atención de solicitudes de información

En 2015, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, recibieron 6,307 solicitudes de acceso a la información formuladas al amparo de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental (LFTAIPG). En este periodo se ha dado respuesta a 6,064 solicitudes, que incluyen las recibidas en dicho tiempo y las acumuladas de periodos

anteriores atendidas dentro de los plazos que marca la Ley. Cabe mencionar que por este ejercicio, siguieron operando los Sistemas Infomex de los Organismos Subsidiarios, motivo por el cual el reporte los contabiliza de esa manera.

Número de solicitudes de información recibidas y atendidas al amparo de la LFTAIPG
Al 31 de diciembre de 2015

Entidad	Solicitudes recibidas	Solicitudes atendidas	% de atención
Total	6,307	6,064	96.2
Petróleos Mexicanos	3,071	2,914	94.9
Pemex-Exploración y Producción	1,586	1,528	96.3
Pemex-Refinación	1,022	1,007	98.5
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	391	388	99.2
Pemex-Petroquímica	237	227	95.8

En 2015, se observa una disminución de 4.1% en el número de solicitudes de información recibidas respecto a 2014, al pasar de 6,575 a 6,307 solicitudes.

Portal de Obligaciones de Transparencia

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios actualizaron la información contenida en las 17 fracciones registradas en el Portal de Obligaciones de Transparencia, según lo establece el artículo 7 de la LFTAIPG.

Se observa una disminución de 12.7% en el número de consultas a los Portales de Obligaciones de Transparencia de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios en el 2015 respecto a 2014, al pasar de 1,970,586 a 1,720,630 consultas formuladas.

Consultas al Portal de Obligaciones de Transparencia de
Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2015

Entidad	2014	2015	% variación
Total	1,970,586	1,720,630	-12.7
Petróleos Mexicanos	467,450	402,012	-14.0
Pemex-Exploración y Producción	457,416	371,178	-18.9
Pemex-Refinación	654,961	612,350	-6.5
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	215,289	180,892	-16.0
Pemex-Petroquímica	175,470	154,198	-12.1

Fuente: Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INA).

Comité de información

Como se establece en el artículo 29 de la LFTAIPG, dentro de las funciones de los Comités de Información se encuentra coordinar y supervisar acciones tendientes a proporcionar información solicitada al amparo de la LFTAIPG, confirmar, modificar o revocar la clasificación de la información formulada por las unidades administrativas y establecer criterios específicos de clasificación y de organización de archivos en la entidad (conforme lineamientos emitidos por el INAI y el Archivo General de la Nación), así como promover una mayor eficiencia en la gestión de solicitudes.

Las actividades de los Comités de Información en 2015, fueron las siguientes:

Comités de Información Reporte 2015

Entidad	Sesiones ordinarias	Sesiones extraordinarias	Asuntos atendidos	Resoluciones emitidas*	Recursos atendidos
Total	154	17	1,565	1,570	246
Petróleos Mexicanos ^{1/}	47	2	919	832	122
Pemex-Exploración y Producción ^{1/}	61	4	447	246	52
Pemex-Refinación ^{2/}	10	0	18	353	48*
Pemex-Gas y Petroquímica Básica ^{2/}	21	7	101	76	14*
Pemex-Petroquímica ^{2/}	8	4	38	24	10*
Pemex Transformación Industrial ^{3/}	7	0	42	39	0

1/ La información de Petróleos Mexicanos y de Pemex Exploración y Producción, corresponde al periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015.

2/ La información de Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica, y Pemex-Petroquímica corresponde al periodo 1 de enero al 31 de octubre de 2015, a excepción de los recursos de revisión.

3/ La información de Transformación Industrial corresponde a los meses de noviembre y diciembre de 2015.

* Respecto al número de recursos de revisión, se informa los que ingresaron por cada una de las ventanillas de Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica, ya que éstas fueron cerradas antes de concluir el año. Debido a esto el total de los recursos de revisión atendidos no corresponde a la suma de las cifras de las Empresas Productivas Subsidiarias y Organismos Subsidiarios.

6.4. Responsabilidad corporativa

6.4.1. Seguridad industrial

La industria del petróleo y gas conlleva situaciones de alto riesgo durante el desarrollo de sus actividades productivas. Por ello, el Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema Pemex-SSPA)^{15/} de Petróleos Mexicanos y sus organismos

15/ El sistema Pemex-SSPA se integra por tres subsistemas: Administración de la Seguridad de los Procesos (ASP), Administración de Salud en el Trabajo (AST) y Administración Ambiental (AA). El sistema se basa en la aplicación de las doce mejores prácticas internacionales en seguridad, salud y protección ambiental, bajo un proceso de disciplina operativa.

subsidiarios tiene como objetivo incorporar en la empresa una cultura de prevención y administración del riesgo de sus operaciones y/o procesos productivos, actuando como herramienta de apoyo al proceso homologado y mejorado de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental, a fin de abatir los indicadores de accidentabilidad y reducir la gravedad de los accidentes, para alcanzar niveles internacionales de desempeño en estas materias.

Los indicadores y las metas fueron aprobados en su momento por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

Las principales acciones del Sistema Pemex-SSPA durante el 2015 fueron las siguientes:

- Ejecución y aplicación del Binomio (Programa de Auditoría + Asesoría) para la Ejecución Efectiva de los Sistemas de administración de SSPA-CO^{16/}.
- Difusión del nuevo rol de la función de SSPA: soporte técnico con marco de acción operativo, táctico y central.
- Comunicación del nuevo mandato de la función de SSPA.
- Implementación de las 12 Directrices de CERO Tolerancia de SSPA en todas las instalaciones.
- Se continuó con el reporte de Indicadores proactivos de Administración de Seguridad de los Procesos (ASP), logrando más de un 95% de cumplimiento en el 2015, asimismo inició el registro de indicadores de Salud en el Trabajo.
- Desarrollo del mecanismo de colaboración entre la Dirección Corporativa de Procura y Abastecimiento y la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño para contratistas con accidentes industriales graves y fatales^{17/}.
- Con el fin de revertir la ocurrencia de accidentes menores y moderados, se diseñó la estrategia institucional para los años 2016 y 2017 para implementar campañas de SSPA en Petróleos Mexicanos, en la identificación de riesgos, barreras de seguridad, prevención de caídas, entre otras. Con ellas se busca fortalecer la cultura de prevención en los trabajadores.
- Se continuó con la rendición de cuentas del Sistema al Director General a través del Equipo de Liderazgo Directivo de SSPA, así como a nivel Empresa Productiva

16/ SSPA-CO: Seguridad, Salud y Protección Ambiental-Confiabilidad Operativa.

17/ Con este mecanismo se busca mejorar las condiciones de seguridad industrial al restringir la participación de aquellos contratistas que hayan tenido fatalidades o accidentes industriales graves en su trabajo con Petróleos Mexicanos, por causas imputables a ellos.

Subsidiaria mediante los Equipos de Liderazgo de SSPA de PEP, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios y Pemex Logística.

- Se emitió la disposición para validación de iniciativas de contratación en materia de SSPA de las EPS.
- Capacitación *Train the Trainers* para 512 trabajadores y el despliegue de la Solución de Auditorías Efectivas.
- Certificación por la compañía alemana TÜV de 72 ingenieros en análisis de riesgos de procesos y 29 en seguridad funcional.
- Formación de higienistas para cada unidad de implantación.
- Se realizó la implantación de la Solución de Negocios de Administración de la Seguridad de los Procesos (ASP) en PEP y PGPB.
- Se brindó soporte técnico para la implantación del Sistema Pemex-SSPA en instalaciones de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios (CENDI, hospitales, almacenes y otras instalaciones).
- Desarrollo de las bases técnicas y puesta en marcha de la segunda parte de la Solución de Negocios SSPA-ASP (8 elementos).

Índices de accidentabilidad de Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y contratistas

Seguridad Industrial y salud en el trabajo

Para revertir la tendencia de accidentes graves, la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño, coordinó con las Empresas Productivas Subsidiarias, la ejecución y aplicación del binomio (verificación y mitigación inmediata de riesgos) para la ejecución efectiva de los Sistemas de administración de SSPA-CO. Esto contempla un programa de reforzamiento de la ejecución Disciplinada del Sistema Pemex SSPA-CO para la Administración de Riesgos.

Petróleos Mexicanos trabaja en la administración de riesgos derivados de los factores que a nivel internacional han estado presentes en la ocurrencia de accidentes graves en la industria petrolera, bajo la estrategia del binomio previamente referido. El mandato de la Alta Dirección para la instrumentación de esta estrategia se realiza de manera permanente a nivel local, regional y línea de negocio; tanto para las EPS como sus contratistas.

Del primero de enero al 31 de diciembre, el índice de frecuencia acumulado para el personal de Petróleos Mexicanos se ubicó en 0.47 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo. Esta cifra aumentó un 24% respecto a la meta establecida para 2015 en el Plan de Negocios 2014-2018.

Resalta en el resultado anterior el incremento en el índice de 52% en PR, 31% en PEP y 30% en PPQ; siendo PGPB el único en disminuir en un 63 % su indicador.

Los principales aportes a la accidentabilidad en el año se registraron en la Subdirección de Producción de PR con 43 accidentes de los 56 del organismo subsidiario, principalmente en las refinerías de Minatitlán y Salamanca, la Unidad de Negocios de Perforación con 28 de los 63 accidentes de PEP, y el Complejo Petroquímico Morelos con 9 de los 29 accidentes de PPQ.

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

Año	Pemex	PEP	PR	PGPB	PPQ
2014	0.38	0.35	0.29	0.16	0.80
2015	0.47	0.46	0.44	0.06	1.04
Var. (%)	24	31	52	-63	30

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var. (%) ^{1/}	Referencia
	Real	Real	Meta		
Objetivo 9. Garantizar la operación segura y confiable					
Índice de frecuencia de accidentes (índice)i/	0.38	0.47	<0.38	Fuera del parámetro	0.40* 0.26** 0.38*** ^{2/}

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como [(Valor real-meta)/meta]. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ Informe Anual de Desempeño en Materia De seguridad industrial. *International Association Oil and Gas Producers (OGP) 2013** y 2014**, promedio 2012-2014***.

i/ Indicador inverso.

Respecto al índice de gravedad acumulado durante el año 2015 para el personal de Petróleos Mexicanos, éste se ubicó en 31 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, cifra 24% mayor respecto al año 2014.

PR fue el único organismo subsidiario que tuvo una disminución del índice de gravedad en 2015, obteniendo una cifra 10% menor a la del año pasado.

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

Año	Pemex	PEP	PR	PGPB	PPQ
2014	25	28	29	3	48
2015	31	44	26	3	62
Var. (%)	24	57	-10	0	29

Los principales aportes en materia de días perdidos en el año fueron: La Unidad de Negocios de Perforación de PEP con 2,984 días perdidos de los 6,047 del total del organismo subsidiario y la Subdirección de Producción de PR con 1,987 días perdidos de un total de 3,469 de parte del organismo subsidiario.

Del 1 de enero al 31 de diciembre, el índice de frecuencia acumulado para el personal contratista se ubicó en 0.44 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, cifra 33% superior respecto al año pasado, debido principalmente al incremento en el índice de 41% en PEP y 39% en PR. PPQ fue el único organismo subsidiario cuyo índice disminuyó en 100% respecto al 2014 y PGPB se mantuvo sin accidentes incapacitantes durante el 2015.

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

Año	Pemex	PEP	PR	PGPB	PPQ
2014	0.33	0.34	0.31	0.00	0.13
2015	0.44	0.48	0.43	0.00	0.00
Var. (%)	33	41	39	0	-100

Uno de los principales eventos que afectó los resultados de accidentabilidad durante 2015 fue el ocurrido el 1 de abril en el complejo Abkatún-A, en la plataforma de proceso, al presentarse una fuga de gas en el área de separación con posterior explosión e incendio.

6.4.2. Protección ambiental

Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias tienen el compromiso de prevenir y reducir los impactos negativos al medio ambiente en general y del entorno de sus instalaciones.

El desempeño ambiental de Petróleos Mexicanos durante 2015 respecto al año anterior muestra resultados favorables en dos temas sustantivos: la reducción de 5.3% de las emisiones de gases de efecto invernadero y el menor uso de agua cruda en 1.2%.

Sin embargo, se identifican retos en relación con las emisiones de bióxido de azufre, el inventario de residuos peligrosos y de sitios afectados por hidrocarburos, estos últimos, como consecuencia del incremento en el número de tomas clandestinas y de la insuficiencia de recursos económicos para su atención.

En el contexto de las metas incorporadas en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, se muestra el cumplimiento alcanzado durante el año 2015.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var.(%) ^{1/}
		Real	Meta	
Objetivo 10. Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades				
Emisiones de SOx (Mt) ^{2/}	606.9	732.9	160.6	356
Reuso de agua (MMm ³)	34.5	32.6	45.7	-28.76
Reducción de la generación de residuos peligrosos (%) ^{3/}	23.88 ^{4/}	6.57	19.27	-65.9
Remediación de sitios contaminados (ha) ^{5/}	85.87	47.79	169	-71.7
Remediación de sitios contaminados (No. presas)	8	7	49	-85.7
Reducción de emisiones de CO ₂ vs. año base 2008 (MMt)	9.8	12.21	17.4	-29.9

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como [(Valor real-meta)/meta]. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ La meta de SOx corresponde a una reducción de 320.9 Mt respecto al año base 2013 de 481.5 Mt, lo que representa una emisión de 160.6 Mt, la meta original era 142.6 Mt

3/ Evaluación 2013 del líder del sector

4/ Porcentaje de incremento en la generación con respecto a la línea base 2011 (79.96 Mt) y su correspondencia en Mt.

5/ Indicador medido por la SFP y comunicado a PGPB.

Emisiones a la atmósfera

En 2015, las emisiones de óxidos de azufre (SOx) se incrementaron 20.8% respecto a las correspondientes a 2014, totalizando 732.9 Mt, y resultaron 356% superiores a la meta establecida en el Plan de Negocios 2014-2018. Este incremento fue producto de la quema de gas amargo en el Centro de Procesamiento de Gas Akal C7/C8 de PEP y por mantenimientos en las plantas de recuperación de azufre de los complejos procesadores de gas Cactus y Ciudad Pemex, principalmente. Las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) se incrementaron 5.4% comparativamente con el año anterior, dando un total de 116.2 Mt.

Por su parte, las emisiones de CO₂ ascendieron a 42.6 millones de toneladas al cierre de 2015, cifra 5.3% menor respecto al 2014 y representaron una disminución de 12.21 MMt respecto a las correspondientes al año base (2008), por debajo de la meta de 17.4 MMt indicada en el Plan de Negocios 2014-2018. Los cuatro organismos subsidiarios registraron reducciones en sus emisiones, destacándose los decrementos en los equipos de combustión de las refinerías de Minatitlán, Salamanca y Cadereyta, así como en el Activo de Producción Cantarell.

Emisiones a la atmósfera
(miles de toneladas/mes)

Emisiones	2014	2015	Var. (%)
Óxidos de azufre	50.6	61.1	20.8
Óxidos de nitrógeno	9.18	9.68	5.4
Bióxido de carbono (CO ₂)	3,748.6	3,548.3	-5.3

Agua (uso, descargas y reuso)

Durante el 2015, el uso promedio mensual de agua cruda presentó un decremento marginal del 1.2% con relación al año anterior. El reuso de agua disminuyó 5.9%, comparativamente con el año 2014 y 28.6% por debajo de la meta del Plan de Negocios 2014-2018, debido al traspaso a PR de las plantas de tratamiento de aguas residuales operadas por terceros.

En 2015, las descargas de contaminantes al agua aumentaron 4.4% con respecto al 2014, al pasar de 343.9 a 358.9 toneladas promedio mensual, derivado de un aumento en el volumen y carga contaminante en las descargas de PEP, principalmente en la Terminal Marítima Dos Bocas. Las descargas al agua se realizan conforme a las normas NOM-001-SEMARNAT-1996 o NOM-002-SEMARNAT-1996.

Uso de agua
(millones de metros cúbicos/mes)

Concepto	2014	2015	Var. (%)
Uso de agua cruda	16.3	16.1	-1.2
Descargas al agua (t/mes)	343.9	358.9	4.4
Reuso de agua	2.88	2.71	-5.9

Residuos peligrosos, sitios contaminados, restauración de presas y fugas

Inventario de residuos peligrosos

A diciembre de 2015, el inventario final fue 22.3% superior al del inicio del año, totalizando 47.8 Mt. La relación de disposición con respecto a la generación fue de 0.9. El 83% de este inventario se generó por actividades de refinación, cuyo principal componente correspondió a sosas gastadas.

Inventario final de residuos, 2015

Total	100%
Lodos aceitosos	9%
Otros (laboratorio, lodos de tratamiento de aguas negras, entre otros)	12%
Residuos sólidos (estopas, baterías, pinturas, limpieza plantas, etc.)	12%
Sosas gastadas	67%

Pasivo ambiental

Al cierre de 2014 el inventario de sitios contaminados ascendía a 1,065.14 hectáreas (ha); durante 2015 se incorporaron 144.58 ha y fueron remediadas o desincorporadas 47.79 ha, dando como resultado un inventario total de 1,161.93 ha al cierre de 2015, que representa un incremento del 9% con relación al 2014. La meta establecida en el Plan de Negocios 2014-2018 fue de 169 ha para el 2015, con una variación de -71.7% para este objetivo. Dentro de la Estrategia Ambiental 2016-2020 se tiene contemplado un programa de atención para el cumplimiento de la meta de remediación

PEP y PGPB fueron los organismos subsidiarios que contribuyeron en el crecimiento del inventario final. Cabe destacar que PPQ termina el año sin sitios contaminados susceptibles de remediación.

Sitios contaminados
(hectáreas)

	Inventario final 2014	Nuevas áreas	Áreas Remediadas	Inventario Final 2015
Total	1,065.14	144.58	47.79	1161.93
PR	512.37	95.95	17.56	590.76
PGPB	382.43	0.00	0.00	382.43
PEP	170.00	48.63	29.89	188.74
PPQ	0.34	0.00	0.34	0.00

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

Al cierre de 2014, el inventario de presas de PEP resultó en 88 presas (74 en la Región Norte y 14 en la Región Sur). Durante 2015, se incorporaron 5 presas al inventario y 7 fueron remediadas. Lo anterior representó una desviación de 85.7% en la meta establecida en el Plan de Negocios, ya que se planteó remediar 49 presas.

Las presas pertenecientes a la Región Norte constituyen el 86% del inventario actual.

Fugas y derrames

La tendencia de fugas y derrames en ductos de Petróleos Mexicanos al cierre de 2015 presentó un incremento del 31% en comparación con el año anterior. 52% se presentaron

en los ductos de recolección relacionadas con la corrosión interior y 34% en ductos de transporte asociadas a la integridad (corrosión y falla mecánica).

Los factores que incidieron en mayor medida a los eventos de fugas y derrames fueron los fenómenos de corrosión y las acciones de vandalismo contra las instalaciones. Con relación al primero de ellos, se continúa implementando controles para el monitoreo y seguimiento a los sistemas de protección catódica a fin de definir las acciones correctivas necesarias, y para el segundo, se refuerzan las tareas de vigilancia, cooperación con las autoridades locales y federales, así como se emprenden acciones legales en contra de los responsables.

El volumen liberado de producto líquido que se registró en 2015, fue 80% menor a lo reportado en 2014; en el caso de gas, el volumen fugado también se redujo en 71% respecto al año anterior.

Vinculación con el Plan de Negocios 2014-2018

Objetivo / Indicador	2014	2015		Var. (%) ^{1/}
	Real	Real	Meta	
Objetivo 9. Garantizar la operación segura y confiable				
Índice de fugas en ductos de transporte (fugas por cada mil kilómetros al año) por causas de integridad ^{2/1/}	1.09	0.82	<0.7	17.1

1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el estimado de cierre y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como [(Valor real-meta)/meta]. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.

2/ Causas asociadas a la integridad: Corrosión Exterior, Corrosión Interior y Falla de Material.

1/ Indicador inverso.

Certificados de Industria Limpia

Durante 2015, Petróleos Mexicanos recibió de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) 73 Certificados de Industria Limpia, de los cuales 24 fueron otorgados a instalaciones por primera vez y 49 por refrendo, al mantener o mejorar su desempeño ambiental.

Certificados de Industria Limpia (número)

Organismo	Certificados obtenidos 2015		Desempeño 2015	Certificados vigentes	En proceso de certificación	Instalaciones inscritas
	Nuevos	Refrendos				
Total	24	49	73	404	387	791
Corporativo	3	3	6	14	10	24
PEP	12	16	28	206	280	486
PGPB	2	5	7	35	5	40
PPQ	0	0	0	8	1	9
PR	7	25	32	141	91	232

Al cierre del año, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios totalizaron 404 certificados vigentes y 387 se encuentran en proceso de certificación, de un total de 791 instalaciones o grupo de instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental.

Cambio climático

Durante el 2015 se integró el instrumento de planeación y política ambiental en materia de cambio climático, por lo que el Plan de Acción Climática se incorporó a la Estrategia Ambiental, en la sección de emisiones a la atmósfera.

Mitigación

Para dar cumplimiento al Reglamento de Registro Nacional de Emisiones y a la Sección VI de la Cédula de Operación Anual, se propuso la metodología y herramienta de cálculo para estimar emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) por línea de negocio.

En coordinación de la Secretaría de Energía se actualizaron las metas de mitigación y adaptación solicitadas en el Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2015-2018 para el sector de petróleo y gas.

Se inició, en colaboración con el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, la actualización del Inventario Nacional de Emisiones para el sector petróleo y gas.

En octubre de 2015, se firmó en París, el *Joint Collaborative Declaration del Oil and Gas Climate Initiative (OGCI)*, donde las diez empresas petroleras (incluyendo a Petróleos Mexicanos) que suministran el 10% de la energía del mundo refrendaron su compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Petróleos Mexicanos mantuvo su colaboración con el *Global Methane Initiative (GMI)*, con la Alianza Global para la Reducción de Quema de Gas (*GGFR* por sus siglas en inglés) del Banco Mundial y con la Alianza de Petróleo y Gas de la Coalición de Clima y Aire Limpio (*CCAC* por sus siglas en inglés) del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (*UNEP* por sus siglas en inglés).

Las iniciativas mencionadas tienen por objeto apoyar acciones para reducir las emisiones de contaminantes climáticos de vida corta (metano y hollín o carbón negro principalmente), por su elevado potencial de calentamiento global.

En 2015, Petróleos Mexicanos presentó ante el *CCAC* su Plan de Implementación, que incluye 16 proyectos demostrativos de reducción de quema de gas considerados rentables y altamente replicables que ofrecen un potencial de reducción de contaminantes climáticos de vida corta que, a la vez, proporcionan beneficios adicionales tales como la mejora de la calidad del aire local, la creación de empleo, el aumento de la producción y conservación de la energía.

Como parte de este Plan con el CCAC, con apoyo de *Environment Canada* y GGFR, se realizaron los estudios para identificar las oportunidades potenciales rentables para reducción de quema en la Terminal Marítima Dos Bocas, la Estación de Compresión Atasta y en tres Baterías de Separación de PEP, así como en la Refinería de Salamanca.

6.4.3. Responsabilidad social

Donativos y Donaciones

En 2015 la Dirección General de Petróleos Mexicanos autorizó donativos y donaciones por 1,962,097,180 pesos, lo que significó 99.2% del presupuesto programado. De este total, 17.9% correspondió a donativos en dinero y 82.1% a asfalto y combustibles además de 31 inmuebles y cinco donaciones de bienes muebles.

A las entidades federativas prioritarias para la operación de Pemex^{18/} se destinó 92.5% del total de recursos autorizados. Estas acciones tienen el propósito de contribuir a generar entornos sociales favorables que permitan a la empresa desarrollar sus operaciones en condiciones de seguridad, estabilidad y continuidad, mediante la ejecución de estrategias de vinculación y responsabilidad social con gobiernos estatales, municipales, así como con organizaciones civiles. El objetivo es garantizar que el crecimiento de la actividad petrolera vaya aparejado con el desarrollo económico y social de las comunidades en donde la empresa realiza sus actividades y que permitan construir relaciones sólidas y de mutuo beneficio con las comunidades para minimizar el riesgo en la operación. Para ello se cuenta con una estrategia basada en 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.

Programa Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA)

Petróleos Mexicanos, a través del PACMA, ha logrado la participación conjunta entre el sector público y privado, a través de las aportaciones de los proveedores y contratistas de Pemex, es uno de los instrumentos que apoyan la estrategia de Responsabilidad y Desarrollo Social que obedece a la Política Social que está enfocada a conciliar el crecimiento de la industria con las aspiraciones de bienestar de las comunidades petroleras, lo que da cumplimiento al Compromiso Presidencial CG-158.

El PACMA se desarrolla de manera directa y transparente a través de programas, obras y acciones (PROA) que permiten: impulsar el desarrollo humano, generar capacidades productivas, atender rezagos sociales y forjar un desarrollo sustentable comunitario.

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

Los PROA han impactado de manera directa a uno o más de los siguientes componentes: salud, infraestructura, protección ambiental, educación y deporte, proyectos productivos, equidad y seguridad.

La distribución en los componentes de la inversión realizada en PROA el 2015 es la siguiente:

	Inversión en pesos	Número	PROA	
				Participación %
Total	196,375,938.6	161		100
Salud	77,387,291.9	60		37
Infraestructura	49,322,795.1	48		30
Educación y deporte	42,444,156.9	42		26
Proyectos productivos y seguridad	27,221,694.7	11		7

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

Los PROA destacados en el 2015 que dan cumplimiento a los convenios de colaboración de Pemex con las diferentes instancias son:

- SEGOB. Construcción de “Parques de Barrio” y “Líneas Verdes” en Reynosa y Tamaulipas, dentro del programa de recuperación del tejido social y prevención de la delincuencia.
- SEDESOL. Construcción de “Comedores Comunitarios” en Tabasco, Campeche, Veracruz y Oaxaca dentro del programa de la “Cruzada Contra el Hambre”
- SEP. Mejoramiento de escuelas en Tabasco, Veracruz, Campeche, Oaxaca y Tamaulipas en Apoyo a la Reforma Educativa, dentro del programa “Escuelas al Cien”; Unidades Móviles de Capacitación y Certificación de oficios en Tabasco, Veracruz y Oaxaca.
- SALUD. Unidades Médicas Móviles, con más de 100,000 atenciones anuales por unidad en Tabasco y Oaxaca.

7. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2015



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 2015, en los términos del documento adjunto.

Anexo del Acuerdo

Evaluación del Consejo de Administración sobre la Ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos en el Ejercicio 2015

Diagnóstico

I. Fundamentos

El presente capítulo integra la Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos en el Ejercicio 2015, en cumplimiento a lo que establece el artículo 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos.

De acuerdo con el artículo 13, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos, los programas de Petróleos Mexicanos que aprobará, revisará y, en su caso, actualizará el Consejo de Administración, incluyen los siguientes instrumentos:

- El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias (Plan de Negocios de PEMEX).
- Programa operativo y financiero anual de trabajo (POFAT).

En complemento, el Capítulo VII de la Ley de Petróleos Mexicanos de 2014 establece que el Consejo de Administración aprobará el programa presupuestal y sus adecuaciones, siempre y cuando se ajuste al balance financiero.

II. Contexto de los programas

Para propósitos de la evaluación, el Plan de Negocios de PEMEX corresponde al aprobado por el Consejo de Administración el 15 de julio de 2013 y que comprende el horizonte 2014-2018. Lo anterior con base en el acuerdo CA-069/2014 del 10 de julio de 2014.



Asimismo, en el acuerdo previamente referido se aprobó que el programa para el ejercicio 2015 sería el correspondiente al POFAT, en el que se establecieron las variables operativas consolidadas, tales como producción de crudo y gas, elaboración de productos petrolíferos y petroquímicos, volúmenes de ventas nacionales e internacionales, entre otros, alineadas al Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF).

Cabe señalar que durante el primer trimestre de 2015, bajo la categoría de Empresa Productiva del Estado, la administración de PEMEX propuso al Consejo de Administración una adecuación al presupuesto, por la revisión de la proyección del ingreso ante la caída en los precios de la mezcla mexicana de crudo y los pronósticos para el resto del periodo (55 dólares por barril para el Adecuado 2A, contra un escenario de 79 dólares por barril en el PEF). Esta adecuación se aprobó en el Consejo de Administración el 13 de febrero de 2015 durante la sesión 887 extraordinaria, lo que resultó en una revisión de los indicadores que finalmente se plasmaron en el Programa Operativo Trimestral (POT I, 2015).

Indicadores operativos 2015 (promedios anuales)	POFAT alineado al PEF	POT I Febrero 2015
Producción de crudo (Mbd)	2,400	2,288
Producción de gas natural (MMpcd)*	5,783	5,473
Gas a PGPB (MMpcd)	4,009	3,647
Aprovechamiento de gas natural (%)	98.0	93.2
Rendimiento de gasolinas y destilados (%)	66.1	66.4
Producción de petrolíferos (Mbd)**	1,238	1,191

* No incluye nitrógeno.

** Incluye gas LP.

III. Resultados

Principales indicadores

La evaluación que realiza el Consejo de Administración es sobre metas operativas y financieras consolidadas. En virtud de las modificaciones que se hicieron al presupuesto (Adecuado 2A), las metas operativas se evalúan con respecto del POT I. Para el caso del balance financiero, las metas se evalúan respecto del PEF, considerando que con la adecuación presupuestal se buscó cumplir el déficit original.



Indicadores operativos 2015 (promedios anuales)	Programa POT I	Real	Variación
Plan de Negocios de PEMEX			
Incorporación de reservas 3P (MMMbpce)	0.95-1.15	0.65	Fuera del parámetro
Producción de crudo (Mbd)	2,288	2,267	-0.9%
Producción de gas natural (MMpcd)	5,473	5,504	0.6%
Costo de producción (US\$/bpce)	≤7.75	6.82	Dentro del parámetro
Producción de petrolíferos (Mbd)	1,191	1,119	-6.4%
Producción de gas seco (MMpcd)	3,553	3,454	-2.9%
Rendimiento de gasolinas y destilados (%)	66.4	65.1	-2.1%
Aprovechamiento de gas natural (%)	96.0	93.2	-3.0%
Reducción de emisiones CO ₂ vs. año base 2008 (MMt)	17.4	12.21	-42.5%
Índice de frecuencia y accidentes (Índice)	<0.38	0.47	Fuera del parámetro
Ley de Ingresos de la Federación			
Balance primario (MM\$)	-100,873	-74,395	26.2%
Balance financiero (MM\$)	-154,862	-146,948	5.1%

A continuación se describen las causas principales de las desviaciones de dichos indicadores, presentadas por la Administración de Petróleos Mexicanos:

Incorporación de reservas 3P

Durante 2015 se descubrieron nuevos yacimientos que en conjunto incorporaron reservas 3P del orden de 0.654 MMMbpce, lo que representa un resultado fuera del intervalo establecido como meta. La desviación se debe a que los descubrimientos en aguas profundas, equivalentes a 0.412 MMMbpce, no fueron reconocidos en el inventario de reservas (se consideran recursos contingentes), debido a la reducción de los precios. Cabe señalar que el inventario de reservas se encuentra en proceso de certificación y aprobación por parte de la CNH. En adelante, la actividad exploratoria se concentrará en aguas someras y áreas terrestres con mayor probabilidad productora, especialmente hacia recursos de aceite mediante la incorporación de tecnología, aprovechando las capacidades propias y aplicando mejores prácticas a través de alianzas. Para aguas profundas, cuencas subsalinas y aceite y gas en lutitas, la estrategia es el complemento de las capacidades para la exploración en estas áreas mediante el desarrollo de alianzas.

Producción de crudo y gas

La variación en la producción de hidrocarburos se explica principalmente por una menor contribución del Activo de Producción Cantarell al reportarse: una declinación mayor a la estimada, cierre de pozos por alta relación gas aceite, incremento en la producción de agua, menor beneficio en la reparación por atraso en pozos de los campos Akal y Ek y cancelación de operaciones en pozos del campo Akal.

Otro efecto importante se debe al accidente en la plataforma Abkatún-A, el cual provocó el cierre de pozos en los campos Caan, Ixtal, Ku y Zaap, compensados por las ampliaciones efectuadas en los campos Chuhuk, Homol y Tsimin.



El Activo de Producción Litoral de Tabasco registró una mayor producción respecto de 2014 derivado de la producción incremental en el campo Xux, pese al efecto en los campos Bolontikú y Yaxché por el impacto en la capacidad de manejo de crudo, y el atraso en los pozos Tsimin y Xanab-22.

En el caso del gas, se lograron compensar las desviaciones con la ampliación de pozos del Activo de Producción Litoral de Tabasco.

Costo de producción

Durante 2015 se actualizó la metodología de cálculo del costo de producción, al incorporar el pago de Derechos de Extracción de Hidrocarburos y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, lo anterior conforme a la aplicación de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos. Es así que, bajo la nueva metodología, el costo de producción reportado en 2015 fue de 9.40 dólares por barril. El impacto de los derechos e impuesto en el gasto asociado al proceso de producción fue equivalente a 2.7 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, de tal forma que bajo la misma base de cálculo, se logró cumplir la meta (real de 6.82 vs. meta de 7.75 US\$/bpce). Considerando que la tendencia será contar con mayor número de campos ingresando a la etapa de madurez, es necesario aumentar la eficiencia mediante la aplicación de mejores prácticas operativas, incrementado los factores de recuperación en los campos productores, optimizando la asignación de capital y la mejora en la productividad de los pozos.

Producción de petrolíferos, rendimiento de gasolinas y destilados

No se alcanzó la meta debido a la serie de mantenimientos correctivos que se realizaron en las refinerías de Minatitlán, Salamanca y Tula, a las afectaciones por la calidad del crudo (presencia de cloruros orgánicos) y a las fallas en los servicios auxiliares. Estas situaciones ocasionaron paros no programados en las plantas de proceso y una menor utilización de la infraestructura. Para el año 2015 no se tenían programadas adiciones de capacidad.

Aprovechamiento de gas natural y producción de gas seco

La desviación se debió principalmente a problemas operativos en los sistemas de compresión, así como por el incidente ocurrido en la plataforma Abkatún-A en el mes de abril.

Emisiones CO₂

A pesar de que no se alcanzó la meta, los cuatro organismos subsidiarios registraron reducciones en sus emisiones, destacando los decrementos en los equipos de combustión de las refinerías de Minatitlán, Salamanca y Cadereyta, así como en el Activo de Producción Cantarell.

Índice de frecuencia de accidentes

Las acciones que ha implementado PEMEX encaminadas a reducir accidentes, no han tenido el mismo resultado en todas las líneas de negocio. Destaca la desviación a la meta en las siguientes áreas y centros de trabajo: la Subdirección de Producción de PEMEX Refinación con 43 accidentes de los 56 del organismo subsidiario, principalmente en las refinerías de Minatitlán y Salamanca, la Unidad de Negocios de Perforación con 28 de los 63 accidentes de PEP, y el Complejo Petroquímico Morelos con 9 de los 29 accidentes de PPQ, siendo esta línea de negocio la que reporta el mayor Índice de frecuencia de accidentes (1.04 vs. 0.47 promedio de PEMEX).



Balance primario y financiero

Como parte del ejercicio 2015, se cumplieron las metas de balance primario y financiero. Petróleos Mexicanos presentó un déficit primario de 74.4 miles de millones de pesos, lo que representa un balance primario de menor déficit respecto del registrado en 2014. Con relación al balance financiero, se registró una mejora de 5.1% en el déficit programado, ya que, a pesar de que los costos de financiamiento en 2015 crecieron, éstos estuvieron por debajo de lo proyectado.

Durante 2015, el Consejo de Administración autorizó cinco adecuaciones presupuestarias, de las cuales tres también fueron autorizadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, las cuales modificaron en forma acumulada el gasto programable que ascendió a 503.5 miles de millones de pesos, 6.9% (37.0 miles de millones de pesos) menor al del Presupuesto de Egresos de la Federación. El resultado neto de estas modificaciones incrementó 13.2% (23.1 miles de millones de pesos) el gasto corriente de operación, respecto al presupuesto original 2015, y redujo 16.4% (60.1 miles de millones de pesos) el presupuesto de inversión.

De estas adecuaciones, destacan: i) la disminución al gasto programable por 62 mil millones de pesos realizado en febrero de 2015, mismo que impactó principalmente al presupuesto de inversión de Petróleos Mexicanos (94.8% de la reducción); ii) el incremento al gasto corriente por 29.0 miles de millones de pesos realizado en agosto, a través del reconocimiento de mayores ingresos y sin modificar el balance financiero, de los cuales 18.4 miles de millones de pesos fueron al gasto de operación, 5.7 miles de millones de pesos a pensiones y jubilaciones, y 4.9 miles de millones de pesos a otras erogaciones; y iii) la aportación de 50 mil millones de pesos del Gobierno Federal conforme al "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" en diciembre de 2015.

Cabe señalar que el incumplimiento de las metas de ajuste presupuestal 2015 de 62 mil millones de pesos, se vio afectado a nivel de flujo en 25 mil millones de pesos por gastos de operación que consisten en:

- Primas de antigüedad por 5.6 mil millones de pesos.
- Resolución del juicio con Conproca 4.6 mil millones de pesos.
- Contratos Integrales de Exploración y Producción por 8.6 mil millones de pesos.
- Incremento en fletes, materias primas y otros gastos de operación por 6.2 mil millones de pesos.

Con respecto al incremento de las Adefas en 2015 y sus repercusiones para el ejercicio 2016, destaca que el pasivo circulante más la provisión contable en 2014 ascendió a 90 mil millones de pesos cifra inferior en 57 mil millones de pesos respecto al cierre de 2015, en el que se observó al cierre del año un pasivo circulante más provisión contable de 147 mil millones de pesos.



Resultados financieros

Comparativo Estados financieros PEMEX

Miles de millones de pesos	2014	2015	Variación	%
Ventas totales	1,586.7	1,166.4	-420.4	-26%
Costo de lo vendido	865.3	1,280.8	415.6	48%
Rendimiento bruto	721.4	-114.5	-835.9	-116%
Rendimiento de operación	615.5	-154.4	-769.9	-125%
Resultado antes de impuestos	480.5	-381.1	-861.6	-179%
Impuestos y derechos	746.1	331.5	-414.6	-56%
Rendimiento neto	-265.5	-712.6	-447.0	-168%
Activo circulante	283.9	267.2	-16.7	-6%
Activo no circulante	1,844.5	1,508.5	-336.0	-18%
Pasivo a corto plazo	334.2	443.4	109.2	33%
Beneficios a empleados	1,474.1	1,279.4	-194.7	-13%
Otros pasivos a largo plazo	1,087.8	1,384.5	296.7	27%
Patrimonio	-767.7	-1,331.7	-564.0	-73%

En 2015, las ventas totales netas disminuyeron con respecto a 2014, como consecuencia principalmente de una reducción de 35.4 por ciento en las exportaciones, explicadas básicamente por un menor precio en la mezcla de exportación.

Uno de los impactos más significativos sobre el costo de ventas se debe al reconocimiento de deterioros en los activos fijos de 477,945 millones de pesos, conforme a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Si bien la reducción en el ingreso por ventas correspondió en gran medida al efecto de los precios, también se registró una disminución en el volumen vendido. Aun considerando el entorno de bajos precios para la venta, la poca flexibilidad en los procesos se tradujo en una situación donde los ingresos por venta cubrieron menor proporción de los costos crecientes, llevando a una pérdida bruta cercana al 10% de las ventas. Lo anterior, aunado a mayores compromisos financieros, son las principales causas de la caída en el rendimiento neto. Finalmente, durante 2015 se registró una reducción en la carga fiscal de 56% de lo contribuido en 2014, asociada a menores precios.

Por lo que se refiere a la reducción en patrimonio, en 2014 este concepto representó 2.2 veces la pérdida del ejercicio, mientras que 2015 fue de 0.8 veces, a consecuencia del incremento en el rubro de Patrimonio Permanente por 60 mil millones en contraposición a la reducción en las aportaciones del Gobierno Federal durante el ejercicio 2014. Particularmente, resultan elementos riesgosos el incremento observado en elementos del pasivo circulante, como es la porción del pasivo a largo plazo con vencimiento menor a un año, y los proveedores (en 32% y 44% respectivamente), pues al ser obligaciones a cubrir en el corto plazo, incrementan el riesgo de falta de liquidez.



Evaluación

De conformidad con la información y documentación proporcionada por la Administración, respecto de la ejecución, grado de cumplimiento y causales que dieron pauta a los resultados obtenidos; suponiendo su integridad y veracidad, los integrantes del Consejo de Administración, concluimos que:

Las condiciones internacionales de la industria energética deterioraron los indicadores financieros y operativos de las empresas petroleras. Lo mismo sucedió con Petróleos Mexicanos cuyo desempeño se vio afectado por diversos factores externos, tales como la caída del precio del crudo y del gas, la inestabilidad en el tipo de cambio, el deterioro del activo fijo, entre otros que se agravaron por la crítica situación financiera que enfrenta la empresa desde hace años.

Para enfrentar el impacto de estos factores externos, el Consejo de Administración aprobó, a propuesta de la Administración, un ajuste presupuestal y operativo que permitiera alcanzar el balance y la sustentabilidad financiera de la empresa. Los esfuerzos realizados por la Administración de Petróleos Mexicanos no fueron suficientes para cumplir los compromisos de gasto y producción aprobados en 2015 por el Consejo de Administración.

La empresa no tuvo un control eficiente en el manejo presupuestal, lo que la llevó a comprometer recursos que rebasaron su capacidad financiera y el gasto aprobado por el Consejo de Administración, con el consecuente e importante incremento de sus pasivos. Para cumplir con el balance financiero, la Administración difirió para 2016 el pago de una parte importante de los servicios y compras de 2015, esto reduce el presupuesto de inversión para el ejercicio 2016.

El entorno de la industria y la situación de la empresa hacen necesario que el Estado Mexicano, el Consejo y la Administración de Petróleos Mexicanos concentren los esfuerzos de la empresa en los proyectos de inversión que generen mayor valor para Petróleos Mexicanos y, de manera especial, se debe plantear una reestructuración financiera y operativa de las actividades de transformación industrial de la empresa, en particular de las refinerías para mejorar su desempeño. Durante años, la empresa ha reportado pérdidas en estas actividades, por lo que es necesario trabajar para que en el futuro próximo Petróleos Mexicanos pueda revertir esta situación y capture el valor que generan las actividades de refinación y transformación industrial, al igual que hacen otras petroleras verticalmente integradas.

La empresa debe prepararse para enfrentar la competencia y para cumplir plenamente con los objetivos que se trazaron. En este sentido, se debe continuar con el proceso de capitalización de la empresa y se debe encontrar, junto con las autoridades correspondientes, los diferentes aspectos regulatorios que le permitan aprovechar de mejor manera las herramientas que ofrece la Reforma Energética.

Por su parte, la Administración y los trabajadores de Petróleos Mexicanos deben comprometerse a instrumentar iniciativas que le permitan cumplir las metas establecidas en un marco de eficiencia operativa, optimización de costos y gastos, y un control interno efectivo.

8. Información general

8.1. Dictamen del auditor externo a los estados financieros



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

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

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al H. Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias ("PEMEX") (antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias), que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y los estados consolidados del resultado integral, de variaciones en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes a los años terminados en dichas fechas, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la administración en relación con los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

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

La auditoría consiste en la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados debido a fraude o error. Al efectuar dichas evaluaciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación razonable por parte de PEMEX de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de PEMEX. La auditoría también incluye la evaluación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la administración y de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

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

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados que se acompañan presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2015 y 2014, así como los resultados consolidados y los flujos de efectivo consolidados correspondientes a los años terminados en dichas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Párrafo de énfasis

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

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

CASTILLO MIRANDA Y COMPAÑÍA, S. C.



C.P.C. Bernardo Soto Peñafiel

Ciudad de México, a
29 de abril de 2016

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

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

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

Índice

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

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

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

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

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

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

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

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

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

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

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

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

² Incluye, principalmente, intereses de la deuda.

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

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

	Participación controladora							Total	Participación no controladora	Total patrimonio (déficit), neto
	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal	Reserva legal	Activos financieros disponibles para la venta	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	Déficit acumulado			
Saldo al 31 de diciembre de 2013	\$ 114,604,835	\$ 115,313,691	\$ 1,002,130	\$ (1,800,219)	\$ 5,127,480	\$ (132,392,890)	\$ (169,865,633)	\$ 503,882	\$ (185,750,522)	\$ (185,246,640)
Traspaso a déficit acumulado	-	-	-	-	-	-	169,865,633	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A"	20,000,000	-	-	-	-	-	-	-	20,000,000	20,000,000
Incremento a las aportaciones del Gobierno Federal	-	2,000,000	-	-	-	-	-	-	2,000,000	2,000,000
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal	-	(73,583,100)	-	-	-	-	-	-	(73,583,100)	(73,583,100)
Resultado integral total	-	-	-	(765,412)	11,192,953	(275,956,378)	(265,203,213)	(159,064)	(530,732,050)	(530,891,114)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	134,604,835	43,730,591	1,002,130	(2,565,631)	16,320,433	(408,349,268)	(265,203,213)	344,818	(768,065,672)	(767,720,854)
Traspaso a déficit acumulado	-	-	-	-	-	-	265,203,213	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A"	60,000,000	-	-	-	-	-	-	-	60,000,000	60,000,000
Resultado integral total	-	-	-	(3,206,316)	13,229,927	78,547,882	(712,434,997)	(91,540)	(623,863,504)	(623,955,044)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	\$ 194,604,835	\$ 43,730,591	\$ 1,002,130	\$ (5,771,947)	\$ 29,550,360	\$ (129,801,386)	\$ (712,434,997)	\$ 253,278	\$ (1,331,929,176)	\$ (1,331,675,898)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

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

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

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

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

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

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

El 20 de diciembre de 2013 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, el cual entró en vigor al día siguiente de su publicación (el "Decreto de la Reforma Energética"), estableciendo, entre otros aspectos, que la Nación llevará a cabo las actividades estratégicas de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en términos de la ley reglamentaria correspondiente.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La principal diferencia entre las Entidades Subsidiarias y las Compañías Subsidiarias es que las Entidades Subsidiarias son empresas productivas del Estado, mientras que las Compañías Subsidiarias son empresas filiales que han sido creadas conforme a las leyes aplicables de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas. Las "Compañías Subsidiarias" se definen como aquellas empresas que son controladas, directa o indirectamente, por Petróleos Mexicanos (ver Nota 3-a).

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

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

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

2. Bases de preparación

a. Declaración de cumplimiento

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

Con fecha 25 de abril de 2016, fueron autorizados para su emisión los estados financieros consolidados y sus notas, por los siguientes funcionarios: Lic. Juan Pablo Newman Aguilar, Director Corporativo de Finanzas, C. P. Víctor M. Cámara Peón, Subdirector de Contabilidad y Fiscal y el C. Francisco J. Torres Suárez, Gerente de Contabilidad.

Estos estados financieros consolidados y sus notas, se presentarán, para su aprobación, en la sesión del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos a efectuarse el 27 de abril de 2016, previa opinión favorable del Comité de Auditoría sobre el dictamen del auditor externo, donde se tiene previsto que dicho Órgano de Gobierno apruebe los resultados del ejercicio en términos de lo dispuesto en el artículo 104 fracción III inciso a) de la Ley del Mercado de Valores y el artículo 33 fracción I inciso a) numeral 3 y en el artículo 78 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores.

b. Bases de medición

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Conversión de estados financieros de operaciones extranjeras

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

d. Definición de términos

Para propósitos de revelación en las notas a los estados financieros consolidados, cuando se hace referencia a pesos o "\$", se trata de miles de pesos mexicanos; cuando se hace referencia a dólares estadounidenses o "US\$", se trata de miles de dólares de los Estados Unidos de América; cuando se hace referencia a yenes o "¥", se trata de miles de yenes japoneses; cuando se hace referencia a euros o "€", se trata de miles de euros; cuando se hace referencia a libras esterlinas o "£", se trata de miles de libras esterlinas, cuando se hace referencia a francos suizos o "F", se trata de miles de francos suizos, cuando se hace referencia a dólares canadienses o "CAD" se trata de miles de dólares canadienses y cuando se hace referencia a dólares australianos o "AUD", se trata de miles de dólares australianos. Los cambios en tasas, productos y precios son presentados en unidades.

3. Resumen de políticas de contabilidad significativas

La preparación de los estados financieros consolidados de acuerdo con las NIIF, requiere que la administración efectúe estimaciones y suposiciones que afectan los importes registrados de activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados, así como los importes registrados de ingresos, costos y gastos durante el ejercicio.

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

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

- Nota 3-d Instrumentos financieros
- Nota 3-g Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo
- Nota 3-i Deterioro en el valor de los activos no financieros
- Nota 3-k Provisiones
- Nota 3-l Beneficios a empleados
- Nota 3-m Impuestos a la utilidad y derechos
- Nota 3-o Contingencias

Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones y suposiciones.

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

a. Bases de consolidación

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

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

Inversión en subsidiarias

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

Petróleos Mexicanos controla una subsidiaria cuando está expuesto o tiene derecho a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre ésta.

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

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

Inversiones permanentes en asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

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

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

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

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

Participación no controladora

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

Distribución de dividendos en efectivo y en activos distintos al efectivo

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

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

Al momento de distribuir los activos distintos al efectivo, toda diferencia entre el importe en libros del pasivo reconocido y el importe en libros de los activos distribuidos se reconoce en los estados consolidados del resultado integral.

b. Transacciones en moneda extranjera

De acuerdo a la NIC 21 "Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera" ("NIC 21"), las transacciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente en las fechas de celebración, liquidación y a la presentación de información financiera.

Las diferencias de cambio que surjan al liquidar las partidas monetarias, o al convertir las partidas monetarias a tipos de cambio diferentes de los que se utilizaron para su reconocimiento inicial, ya sea que se hayan producido durante el período o en estados financieros previos, se reconocerán en los resultados del período 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 período, cualquier diferencia en cambios incluida en esta pérdida o ganancia, también se reconocerá en los resultados del período.

c. Medición del valor razonable

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

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

- i. En el mercado principal del activo o pasivo.
- ii. En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo.

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

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

d. Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se clasifican en: i) instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados, ii) instrumentos financieros mantenidos al vencimiento, iii) activos financieros disponibles para la venta, iv) inversiones en instrumentos de patrimonio, v) préstamos y partidas por cobrar y vi) IFD. Según sea el caso, PEMEX determina la clasificación de los instrumentos financieros al momento de su reconocimiento inicial.

Los instrumentos financieros de PEMEX incluyen el efectivo y los depósitos a corto plazo, activos financieros disponibles para la venta, las cuentas por cobrar a clientes, otras cuentas por cobrar, préstamos otorgados, cuentas por pagar a proveedores, otras cuentas por pagar, préstamos recibidos y deudas, así como los instrumentos financieros derivados.

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados

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

Activos financieros disponibles para la venta

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

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

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

Préstamos y partidas por cobrar

Los préstamos y partidas por cobrar, inicialmente se reconocen a valor razonable, después del reconocimiento inicial se miden a costo amortizado usando el método de Tasa de Interés Efectiva (TIE), menos cualquier pérdida por deterioro.

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

Instrumentos financieros derivados

Los IFD que se presentan en el estado consolidado de situación financiera fueron valuados a valor razonable. En el caso de derivados con fines de negociación, los cambios en el valor razonable son llevados directamente al resultado del periodo; en el caso de los derivados formalmente designados y que califican como IFD con fines de cobertura, éstos son contabilizados siguiendo el modelo de contabilización de cobertura de valor razonable o de flujo de efectivo.

Derivados implícitos

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

Deterioro de activos financieros

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

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

Deterioro activos financieros a costo amortizado

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

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

Deterioro activos financieros clasificados como disponibles para la venta

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

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

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

e. Efectivo y equivalentes de efectivo

Incluyen depósitos en cuentas bancarias, monedas extranjeras y otros similares de inmediata realización, así como depósitos a corto plazo con vencimientos no mayores a tres meses, desde la fecha de adquisición y que están sujetos a un riesgo bajo de cambios en el valor razonable, que se utilizan en la gestión de los compromisos a corto plazo de PEMEX.

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

f. Inventarios y costo de lo vendido

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina con base en los elementos del costo de producción o adquisición, así como otros costos necesarios para darles su condición de inventario. El costo de los inventarios se asigna utilizando la fórmula de costos promedio. El valor neto de realización es el valor estimado de venta durante el curso normal del negocio, menos los costos de terminación y gastos estimados de venta. Dicha estimación considera entre otras cosas disminuciones al valor de los inventarios por obsolescencia.

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

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

g. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

h. Reservas de hidrocarburos

De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, todas las reservas de petróleo y otros hidrocarburos en México son propiedad de la Nación. Con base en lo mencionado y de acuerdo con la normatividad aplicable a la fecha de estos estados financieros consolidados, las reservas de petróleo y otros hidrocarburos asignados a PEMEX por el Gobierno Mexicano no se registran contablemente debido a que no son de su propiedad. PEMEX estima las reservas con base en las definiciones, métodos y procedimientos establecidos por la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X de la US Securities and Exchange Commission ("SEC") (la "Regla 4-10(a)") y en los casos necesarios en las "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the Society of Petroleum Engineers as of February 19, 2007" (las Normas para la estimación y auditoría de Reservas de Petróleo y Gas promulgadas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros el 19 de febrero de 2007), que son los aceptados por la industria petrolera internacional. La estimación de las reservas depende de la interpretación de los datos y puede variar de un analista a otro; en adición, los resultados de perforaciones, pruebas y producción posteriores a la fecha de la estimación son utilizadas para futuras revisiones de la estimación de reservas.

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

i. Deterioro en el valor de los activos no financieros

PEMEX evalúa en cada fecha de presentación de información financiera si existen indicios de deterioro de los activos no financieros, excluyendo los inventarios y el impuesto diferido. Si existen indicios, se estima el importe recuperable del activo. Cuando el valor en libros de un activo o su unidad generadora de efectivo excede a su importe recuperable, PEMEX registra una pérdida por deterioro en el resultado integral, de conformidad con la NIC 36 "Deterioro del valor de los activos" ("NIC 36").

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

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

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

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

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

j. Arrendamientos

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

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

Los pagos por arrendamiento operativo se reconocen como gastos en el estado consolidado de resultados integrales en forma lineal durante la vigencia del arrendamiento y las rentas variables se cargan a resultados conforme se devengan (ver Nota 12-f).

k. Provisiones

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

Pasivos ambientales

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

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

Retiro de activos

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

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, de gas y petroquímicos, no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indefinido en el tiempo, como resultado de mantenimientos y reparaciones mayores.

Por otro lado, los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a los temporalmente cerrados son reconocidos en resultados con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos, el costo total de abandono y taponamiento ha sido reconocido en resultados al final de cada periodo. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su valor presente (descontado). No se consideran valores de rescate debido a que éstos tradicionalmente no han existido.

l. Beneficios a empleados

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

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

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

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

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

m. Impuesto a la utilidad y derechos

Impuesto corriente a la utilidad

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

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

Impuestos diferidos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Derechos

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

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

n. Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)

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

o. Contingencias

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

p. Reconocimiento de los ingresos

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

- De acuerdo a las condiciones comerciales negociadas.
- En el momento en que el cliente recoge el producto en las instalaciones de PEMEX.
- En el momento en que PEMEX entrega el producto en un punto específico.

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

q. Presentación del estado consolidado del resultado integral

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

Costo de lo vendido

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

Otros ingresos (gastos), neto

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

Gastos de distribución, transportación y venta

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

Gastos de administración

Representa los gastos relativos al personal administrativo de PEMEX.

Ingreso financiero

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

Costo financiero

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

(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto

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

(Pérdida) rendimiento en cambios

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

r. Segmentos operativos

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

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

Activos no circulantes mantenidos para la venta

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

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

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

Activos mantenidos para distribuir a propietarios

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

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

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

Operaciones discontinuas

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

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

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

t. Cambios contables

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

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

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

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

Las revelaciones requeridas se incluyen en la Nota 5.

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

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

La enmienda no tuvo impacto en estos estados financieros consolidados.

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

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

La enmienda no tuvo efecto contable.

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

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

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

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

u. Normas Internacionales de Información Financiera, aún no vigentes

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

Enmiendas aplicables a partir de 2016:

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

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

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

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

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

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

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

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

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

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

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

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

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

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

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

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

Contratos de servicios de administración.

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

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

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

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

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

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

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

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

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

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

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

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

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

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

Esta enmienda no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

Enmiendas aplicables a partir de 2017:

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

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

Las modificaciones aclaran los siguientes aspectos:

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

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

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

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

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

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

Cambios

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

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

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

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

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

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

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

Normas aplicables a partir de 2018:

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

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

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

Clasificación y valuación

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

Deterioro

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

Contabilidad de coberturas

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

Riesgo de crédito propio

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

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

b. NIIF 15 Ingresos de contratos con clientes.

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

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

Las entidades deberán de:

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

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

Norma aplicable a partir de 2019:

NIIF 16 Arrendamientos.

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

Los principales cambios con relación a la norma anterior son:

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

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

4. Empresas productivas subsidiarias y compañías subsidiarias

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

Las Compañías Subsidiaria que se consolidan son las siguientes:

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

i. Grupo PMI.

ii. Compañía con participación no controladora.

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

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

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

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

5. Segmentos de operación

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

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

Debido a su estructura, existen cantidades importantes de ventas entre los segmentos sujetos a informar, las cuales están basadas en precios de mercado. Las fuentes principales de ingresos para los segmentos después de la reorganización corporativa son como se describen a continuación:

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

- Corporativo y Compañías Subsidiarias, se encargan de prestar servicios administrativos, financieros, de consultoría, logísticos, así como asesoría económica, fiscal, jurídica, a las entidades del grupo.

En la hoja siguiente se muestra la información financiera de cada segmento sujeto a informar en forma condensada, por lo que pueden no sumar los diferentes rubros con los totales presentados. Esta información se ha determinado después de las eliminaciones por utilidades o (pérdidas) no realizadas. Los segmentos que aquí se reportan son los mismos, que la administración considera para el análisis de PEMEX.

	Exploración y Producción (I)	Refinación (II)	Gas y Petroquímica Básica (III)	Petroquímica (IV)	Cogeneración y Servicios (V)	Perforación y Servicios (VI)	Logística (VII)	Fertilizantes (VIII)	Etileno (IX)	Comercio-Transferencias	Corporativa y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:													
Clientes externos:	\$ 690,642,133	\$ 585,025,139	\$ 135,519,426	\$ 19,645,455	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,494,478	\$ 4,551,413	\$ 407,214,446	\$ -	\$ -	\$ 1,153,450,357
Intragrupos:	54,876,237	4,574,237	55,594,042	15,833,916	-	1,511,870	599,853	209,970	473,990	353,137,149	18,296,515	(1,191,164,775)	2,373,264
Ingresos por servicios:	1,516,343	1,516,343	1,089,460	1,089,460	-	-	10,355,988	236	17,893	661,663	5,107,109	(10,779,858)	12,912,112
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	394,396,580	75,724,859	335,200	292,020	-	-	5,829,520	-	1,276,509	-	-	-	477,944,688
Beneficio del período de beneficios a empleados	(13,316,372)	(30,664,355)	4,959,405	5,657,901	2,793	706,896	10,727,462	1,707,548	4,965,416	749,635,109	5,895,648	(1,167,287,621)	(31,385,621)
Costo de lo vendido	394,128,885	662,080,304	168,143,745	20,646,163	-	-	-	-	-	-	-	-	836,377,438
Rendimiento bruto	(84,544,760)	(62,716,174)	19,621,461	9,962,747	(2,793)	805,074	(5,602,145)	(2,864)	(1,196,609)	11,258,078	17,907,976	(19,662,012)	(114,474,036)
Otros (gastos), neto	(7,957,202)	1,078,443	778,891	(614,294)	38	-	26,941	14,680	19,909	1,666,783	721,759	1,890,785	(2,373,264)
Gastos de distribución y transportación	-	29,892,231	1,762,636	(781,028)	1,448	-	3,009	4,416	62,071	376,113	254	(6,863,699)	24,597,421
Gastos de administración	10,870,469	12,275,876	(3,338,847)	(2,718,624)	8,553	-	104,484	152,404	519,251	1,900,263	33,246,517	(10,921,940)	42,145,878
Beneficio del período de beneficios a empleados	(10,269,913)	(9,878,181)	3,728,715	4,803,916	298	796,559	310	-	-	119,818	(17,668,484)	-	(29,163,321)
Rendimiento de operación	(93,102,518)	(94,027,657)	18,247,848	8,044,219	(51,911)	796,559	(5,683,003)	(145,004)	(1,760,142)	10,628,667	2,651,448	14,412	(154,387,081)
Ingreso financiero	23,822,078	111,077	2,632,152	46,206	43,690	-	37	3,503	7,728	1,147,870	110,816,691	(125,670,273)	14,990,859
Costo financiero	(90,872,360)	(17,017,682)	(1,463,782)	(261,640)	2,110	(95,280)	(61,153)	-	-	(1,299,580)	(87,289,616)	(125,530,390)	(67,773,593)
(Pérdidas) derivadas en instrumentos financieros derivados	-	-	6,463	-	-	-	-	-	-	3,347,323	(22,803,663)	-	(21,499,877)
Pérdida en cambios, neto	(132,165,427)	(7,218,302)	(129,537)	(16,647)	(7,509)	(92,046)	(11,099)	(3,600)	(2,802)	(49,190)	(15,069,424)	-	(154,765,574)
Pérdida (ganancia) en la participación en los resultados de compañías asociadas	(473,082)	-	671,868	-	-	197,491	-	-	-	2,056,259	(749,900,890)	749,963,960	2,318,115
Impuestos, derechos y aprovechamientos	376,682,705	-	1,839,021	-	-	-	(2,009,848)	-	-	5,134,176	(50,283,208)	-	331,500,247
(Pérdida) readjustamiento neto	(667,394,014)	(113,147,564)	18,125,991	7,812,238	(57,310)	455,432	(3,685,361)	(145,101)	(1,755,216)	8,697,173	(711,312,156)	749,838,489	(712,567,398)
Total de activo circulante	706,252,019	72,345,772	104,027,317	137,428,541	655,239	2,171,717	49,162,929	1,594,643	4,988,511	73,116,155	275,562,816	(1,163,125,162)	267,200,497
Ingresos por venta de activos no operativos	919,654	-	6,687,977	-	-	-	-	8,500	-	11,845,489	(242,231,405)	246,937,384	24,165,599
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	966,144,619	178,133,087	55,343,838	12,986,144	-	22,647,454	58,076,603	7,405,969	18,480,684	3,045,704	22,217,529	(2,196,817,874)	1,344,483,631
Total del activo	1,608,909,241	250,664,777	166,126,881	150,692,920	655,239	24,917,981	111,107,038	9,034,375	23,705,119	92,266,620	1,443,189,883	(2,196,817,874)	1,775,654,200
Total del pasivo circulante	278,507,394	44,657,570	23,921,503	36,190,769	469,524	1,991,652	14,698,159	1,486,468	4,534,980	3,749,438	1,157,183,570	(1,154,773,206)	443,407,721
Deuda a largo plazo	1,252,231,594	15,675,890	810,350	220,765	-	12,031,849	4,850,905	-	-	3,607,840	1,285,676,066	(1,274,240,092)	1,300,873,167
Beneficios a los empleados	379,150,943	395,819,390	96,338,257	117,314,976	61,171	417,817	368,036	12,533	3,611	(59,581)	289,938,288	-	1,279,305,441
Total del pasivo	1,985,357,185	459,387,276	121,966,591	153,946,693	530,696	14,431,318	19,917,100	1,499,001	4,536,591	41,420,792	2,747,910,113	(2,443,755,258)	3,107,330,094
Patrimonio (déficit), neto	(289,702,495)	(208,702,495)	44,162,291	(3,253,773)	124,544	10,486,663	91,389,938	7,535,375	19,166,527	51,845,828	(1,304,200,238)	246,937,382	(1,331,675,888)
Depreciación y amortización	144,567,149	11,608,150	7,096,026	2,212,620	-	612,741	337,364	158,505	442,504	84,493	831,698	-	167,951,250
Costo neto del período de beneficios a empleados	23,608,485	12,266,483	5,535,775	3,570,342	(298)	612,741	(310)	-	-	(119,819)	17,668,484	-	62,549,142
Adquisiciones de activo fijo	184,786,051	59,079,004	4,981,618	4,875,219	-	-	1,544,224	320,762	1,482,108	677,314	6,711,511	-	264,857,811

i. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Exploración y Producción fueron transferidas al segmento de Perforación y Servicios el 1 de agosto de 2015. Los resultados del segmento de Exploración y Producción por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 7 meses de 2015, previo a dichas transferencias.

ii. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Refinación fueron transferidas a los segmentos de Fertilizantes el 1 de octubre de 2015. Los resultados del segmento de Refinación por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 7 y 9 meses de 2015, respectivamente, previo a dichas transferencias.

iii. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Gas y Petroquímica Básica fueron transferidas a los segmentos de Cogeneración y Etileno el 1 de agosto de 2015 y a Logística el 1 de octubre de 2015. Los resultados del segmento de Gas y Petroquímica Básica por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los primeros 5, 7 y 9 meses de 2015, respectivamente, previo a dichas transferencias.

iv. Debido a la reorganización corporativa, ciertas unidades de negocio que fueron operadas por el segmento Logística fueron transferidas a los segmentos de Cogeneración y Servicios el 1 de junio de 2015, Fertilizantes el 1 de agosto de 2015 y a Logística el 1 de octubre de 2015. Los resultados del segmento de Logística por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de estas unidades de negocio por los últimos 5 meses de 2015.

v. Como se menciona en el inciso (iii) anterior, los resultados para el segmento de Perforación y Servicios por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 7 meses de 2015.

vi. Como se menciona en los incisos (ii), (iii) y (iv) anterior, los resultados para el segmento de Perforación y Servicios por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.

vii. Como se menciona en los incisos (ii), (iii) y (iv) anterior, los resultados para el segmento de Fertilizantes por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.

viii. Como se menciona en los incisos (ii), (iii) y (iv) anterior, los resultados para el segmento de Fertilizantes por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.

ix. Como se menciona en el inciso (iv) anterior, los resultados para el segmento de Etileno por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 incluye los resultados de esta unidad de negocio por los últimos 5 meses de 2015.

Al 31 de diciembre de 2015		Exploración y Producción	Refinación	Gas y Petroquímica Básica	Petroquímica	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Substanciales	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:									
Clientes externos	\$	692,154,103	585,025,139	\$ 135,519,426	\$ 25,691,346	\$ 407,214,445	\$	\$	\$ 1,153,450,356
Interseguros		-	55,475,090	55,594,042	16,507,876	353,137,149	18,296,515	(1,191,164,775)	12,912,112
Ingresos por servicios		-	14,879,246	1,936,343	1,107,589	661,683	5,107,109	(10,779,858)	477,944,688
Retorno de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		394,396,580	81,554,379	325,200	1,668,529	-	-	-	(92,177,089)
Beneficio del período de beneficios a empleados		(46,368,308)	(28,783,761)	(8,505,427)	(8,519,593)	-	-	-	895,068,906
Costo de lo vendido		427,865,517	670,927,172	181,611,370	41,396,621	749,655,199	5,895,648	(1,182,282,621)	(114,474,037)
Rendimiento bruto		(83,739,686)	(68,318,315)	19,618,668	8,761,254	11,358,078	17,507,976	(19,662,012)	(2,373,267)
Otros (gastos), neto		(7,957,164)	1,105,384	778,891	(579,705)	1,666,783	721,759	1,890,785	28,928,639
Gastos de distribución y transportación		-	27,599,553	5,271,355	2,492,563	428,613	254	(6,863,699)	112,472,094
Gastos de administración		18,462,834	30,016,589	4,352,606	6,984,611	1,967,581	61,609,813	(10,921,940)	(103,860,955)
Beneficio del período de beneficios a empleados		(17,853,725)	(25,118,413)	(7,422,339)	(7,434,698)	-	(46,031,780)	-	(154,387,082)
Rendimiento de operación		(92,305,959)	(99,710,660)	18,195,937	6,139,073	10,628,667	2,651,448	14,412	14,990,859
Ingreso financiero		25,895,768	111,114	2,632,152	57,537	1,147,870	110,816,691	(125,670,273)	(67,773,593)
Costo financiero		(90,917,640)	(12,073,835)	(1,461,672)	(261,640)	(1,299,580)	(87,289,616)	(125,530,390)	(21,449,877)
(Pérdida) rendimiento en instrumentos financieros derivados		-	-	6,463	-	1,347,323	(22,803,663)	-	(154,765,574)
Pérdida en cambios, neta		(132,257,473)	(7,229,392)	(137,046)	(23,049)	(49,190)	(15,069,424)	-	2,318,115
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas		(473,082)	-	671,868	-	2,056,259	(749,900,890)	749,963,960	331,500,247
Impuestos, derechos y aprovechamientos		376,880,196	(2,069,848)	1,839,021	-	5,134,176	(50,283,298)	-	(712,567,399)
(Pérdida) rendimiento neto		(666,938,582)	(116,832,925)	18,068,681	5,911,921	8,697,173	(711,312,156)	749,838,489	267,200,497
Total de activo circulante		711,423,736	121,508,701	104,682,556	144,011,695	73,116,155	275,582,816	(1,163,125,162)	24,165,599
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas		919,654	-	6,687,977	8,500	11,845,489	(242,233,405)	246,937,384	1,344,483,631
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto		985,792,073	202,997,928	88,557,600	38,872,797	3,045,704	22,217,529	(2,196,817,874)	1,775,654,200
Total del activo		1,723,827,222	328,758,053	199,997,882	183,432,414	93,266,620	1,443,189,883	(2,196,817,874)	443,407,721
Total del pasivo circulante		280,489,046	59,155,729	24,391,027	42,212,217	34,749,438	1,157,183,570	(1,154,773,306)	1,300,873,167
Deuda a largo plazo		1,264,271,443	20,526,795	810,350	220,765	3,607,840	1,285,676,066	(1,274,240,092)	1,279,385,441
Beneficios a los empleados		379,568,760	396,187,426	96,419,428	117,331,120	(59,581)	289,938,288	(2,443,755,258)	3,107,330,098
Total del pasivo		1,999,988,503	479,284,376	122,497,287	159,984,285	41,420,792	2,747,910,113	(2,443,755,258)	(1,333,675,897)
Patrimonio (déficit), neto		(276,161,282)	(150,526,323)	77,500,597	23,448,129	51,845,828	(1,304,720,228)	246,937,382	167,549,142
Depreciación y amortización		145,179,890	11,945,514	7,096,026	2,813,629	84,493	831,698	-	62,549,142
Costo neto del período de beneficios a empleados		23,608,485	12,266,173	5,555,477	3,570,342	(119,819)	17,668,484	-	264,857,811
Adquisiciones de activo fijo		184,786,051	60,623,228	4,981,618	7,078,089	677,314	6,711,511	-	-

Al 31 de diciembre de 2014

	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comerciali- zadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
Clientes externos	\$ 1,134,519,972	\$ 758,988,560	\$ 157,715,607	\$ 28,293,812	\$ 630,291,313	\$ -	\$ -	\$ 1,575,289,292
Interseguimientos	-	78,453,236	84,198,317	15,181,859	433,732,307	65,377,209	(1,811,462,940)	11,438,582
Ingresos por servicios	21,199,705	4,016,699	2,038,629	779,978	777,160	4,743,987	(917,871)	22,645,696
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	336,376,922	916,867,969	238,920,142	46,215,472	1,059,616,060	3,730,490	(11,759,092,541)	842,634,784
Costo de lo vendido	776,943,345	(75,409,474)	5,032,411	(3,406,044)	5,184,720	66,390,706	(53,288,270)	721,447,394
Otros ingresos, neto	(3,190,604)	39,332,749	376,111	(361,504)	643,043	1,011,199	(258,597)	37,552,397
Gastos de distribución y transportación	-	22,940,232	2,491,585	836,323	421,040	468	(3,468,166)	23,221,482
Gastos de administración	43,131,979	31,941,961	11,038,955	14,107,044	1,806,000	59,442,914	(50,131,739)	111,337,141
Rendimiento de operación	730,620,762	(99,089,917)	(8,654,758)	(18,935,749)	3,528,112	7,958,523	53,038	615,480,011
Ingreso financiero	14,784,998	258,069	2,653,747	142,115	1,157,820	87,371,829	(103,354,391)	3,014,187
Costo financiero	(74,492,786)	(9,917,204)	(346,660)	(72,354)	(1,068,869)	(69,026,534)	(103,365,347)	(51,559,060)
(Pérdida) rendimiento en instrumentos financieros derivados	-	-	8,116	-	4,652,123	(14,098,809)	-	(9,438,570)
Pérdida en cambios, neta	(63,865,750)	(5,077,441)	(132,849)	(29,136)	(96,785)	(7,797,200)	-	(76,999,161)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	203,285	-	284,080	-	(247,303)	(263,425,082)	263,219,388	34,368
Impuestos, derechos y aprovechamientos	760,627,534	-	(21,772,116)	-	3,839,908	3,379,438	-	746,074,764
(Pérdida) rendimiento neto	(153,377,025)	(113,826,493)	15,583,792	(18,895,124)	4,085,190	(262,396,711)	263,283,382	(265,542,989)
Total de activo circulante	579,201,519	255,407,423	105,121,847	68,242,701	83,345,895	500,535,115	(1,307,941,793)	283,912,707
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	1,392,737	488,499	5,059,612	-	8,483,563	67,164,220	(60,573,871)	22,014,760
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,347,194,064	277,719,686	99,635,112	38,928,597	2,421,141	17,475,538	-	1,783,374,138
Total del activo	1,953,828,467	535,094,903	210,625,967	108,444,584	102,955,361	1,580,484,899	(2,363,065,901)	2,128,368,280
Total del pasivo circulante	206,711,128	330,308,600	31,965,537	8,229,852	57,265,930	1,000,368,240	(1,300,689,940)	334,159,347
Deuda a largo plazo	963,274,628	23,142,209	1,117,618	191,070	3,588,666	986,026,128	(979,956,033)	997,384,286
Beneficios a los empleados	448,887,587	463,143,546	110,913,462	139,554,046	641,279	310,948,608	-	1,474,088,528
Total del pasivo	1,694,872,519	828,576,773	145,190,535	148,149,492	67,266,726	2,314,525,120	(2,302,492,031)	2,896,089,134
Patrimonio (déficit), neto	258,955,948	(293,481,870)	65,435,432	(39,704,908)	35,688,635	(734,040,221)	(60,573,870)	(767,720,854)
Depreciación y amortización	121,034,025	11,435,739	7,039,030	2,685,896	80,990	799,107	-	143,074,787
Costo neto del período de beneficios a empleados	37,582,742	38,198,504	9,338,059	11,512,589	177,003	24,914,431	-	121,723,328
Adquisiciones de activo fijo	174,019,012	39,087,896	5,632,770	4,709,838	2,545,075	8,007,600	-	234,002,191

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

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

Al 31 de diciembre de 2015

	Exploración y Producción (i)	Refinación	Gas y Petroquímica Básica	Petroquímica (ii)	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios (iii)	Logística (iv)	Fertilizantes	Etileno	ComercIALIZADORAS	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Ingresos:											
Individuales	\$ 690,642,133	\$ 645,018,456	\$ 193,053,201	\$ 36,558,831	\$ -	\$ 1,511,970	\$ 10,954,841	\$ 1,704,685	\$ 5,048,600	\$ 761,213,474	\$ 23,403,624
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(593,821)	(3,391)	-	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Consolidados	\$ 690,642,133	\$ 644,424,635	\$ 193,049,810	\$ 36,558,831	\$ -	\$ 1,511,970	\$ 10,954,841	\$ 1,704,685	\$ 5,043,295	\$ 761,013,277	\$ 23,403,624
Resultado de operación:											
Individuales	\$ (89,473,302)	\$ (112,781,875)	\$ 17,209,675	\$ 6,752,641	\$ (51,911)	\$ 700,748	\$ (6,875,253)	\$ (262,145)	\$ (2,288,746)	\$ 10,334,137	\$ 2,651,448
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(593,821)	(3,391)	-	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(251,995)	19,348,039	1,041,564	1,291,577	-	-	-	-	2,163	494,727	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación activos fijos revaluados	-	-	-	-	-	95,811	1,192,250	117,141	531,745	-	-
Consolidados	\$ (93,102,518)	\$ (94,027,652)	\$ 18,247,848	\$ 8,044,218	\$ (51,911)	\$ 796,559	\$ (5,683,003)	\$ (145,004)	\$ (1,760,142)	\$ 10,628,667	\$ 2,651,448
Resultados netos:											
Individuales	\$ (663,719,120)	\$ (131,901,782)	\$ 17,702,787	\$ 7,034,734	\$ (57,310)	\$ 359,621	\$ (4,877,612)	\$ (262,242)	\$ (2,314,773)	\$ 8,402,644	\$ (711,312,156)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(593,821)	(3,391)	-	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(251,995)	19,348,039	1,041,564	1,291,577	-	-	-	-	2,163	494,727	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación capitalizados	(45,679)	-	(614,969)	(514,073)	-	-	-	-	30,953	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación activos fijos revaluados	-	-	-	-	-	95,811	1,192,250	117,141	531,745	-	-
Consolidados	\$ (667,394,014)	\$ (113,147,564)	\$ 18,125,991	\$ 7,812,238	\$ (57,310)	\$ 455,432	\$ (3,685,362)	\$ (145,101)	\$ (1,755,216)	\$ 8,697,174	\$ (711,312,156)
Total activos:											
Individuales	\$ 1,722,396,076	\$ 278,046,553	\$ 170,326,716	\$ 151,474,777	\$ 655,239	\$ 28,875,231	\$ 247,480,984	\$ 15,166,562	\$ 45,951,979	\$ 98,305,072	\$ 1,443,189,883
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	1,132	(3,477,744)	(22,723)	(2,435)	-	-	-	-	(5,304)	(293,536)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(19,699,526)	(23,904,032)	(581,492)	(779,423)	-	-	-	-	2,163	(4,744,915)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación capitalizados	(411,221)	-	(3,593,620)	-	-	-	-	-	(3,952,754)	-	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del valor de mercado de los activos fijos	-	-	-	-	-	(3,957,250)	(136,173,945)	(6,132,187)	(18,290,966)	-	-
Consolidados	\$ 1,698,909,241	\$ 250,664,777	\$ 166,128,881	\$ 150,692,919	\$ 655,239	\$ 24,917,981	\$ 111,307,039	\$ 9,034,375	\$ 23,705,118	\$ 93,266,621	\$ 1,443,189,883

	Exploración y Producción (i)	Refinación	Gas y Petroquímica Básica	Petroquímica (ii)	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios (iii)	Logística (iv)	Fertilizantes	Etileno	Comercia- lizadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Total pasivos:											
Individuales	\$ 1,985,557,185	\$ 459,367,276	\$ 171,966,59	\$ 153,946,693	\$ 530,696	\$ 14,431,318	\$ 19,917,100	\$ 1,499,001	\$ 4,538,591	\$ 39,895,655	\$ 2,747,910,113
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,525,137	-
Consolidados	\$ 1,985,557,185	\$ 459,367,276	\$ 171,966,591	\$ 153,946,693	\$ 530,696	\$ 14,431,318	\$ 19,917,100	\$ 1,499,001	\$ 4,538,591	\$ 41,420,792	\$ 2,747,910,113

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

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

Al 31 de diciembre de 2014

	PEP	REF	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Ingresos:						
Individuales	\$ 1,134,519,972	\$ 844,558,586	\$ 243,972,757	\$ 44,258,725	\$ 1,064,903,042	\$ 70,121,196
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(3,100,091)	(20,204)	(3,036)	(102,262)	-
Consolidados	\$ 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)	\$ (9,527,142)	\$ (19,066,287)	\$ 5,844,320	\$ 7,958,523
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(3,100,091)	(20,204)	(3,036)	(102,262)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	3,473,742	5,980,886	892,588	133,574	(2,213,946)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,789,845)	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-
Consolidados	\$ 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 intersegmentos, no realizadas	-	(3,100,091)	(20,204)	(3,036)	(102,262)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar 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	\$ (18,895,124)	\$ 4,085,190	\$ (262,396,711)
Total activos:						
Individuales	\$ 1,973,640,697	\$ 581,230,900	\$ 215,690,484	\$ 113,896,128	\$ 107,000,991	\$ 1,580,583,764
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	1,132	(2,883,924)	(19,332)	(2,435)	(93,339)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	(15,776,956)	(43,252,073)	(1,623,055)	(2,071,000)	(3,952,291)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,789,845)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(365,542)	-	(3,422,130)	(3,378,109)	-	(98,865)
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	-	-	-	-	-
Consolidados	\$ 1,953,828,467	\$ 535,094,903	\$ 210,625,967	\$ 108,444,584	\$ 102,955,361	\$ 1,580,484,899
Total pasivos:						
Individuales	\$ 1,694,872,519	\$ 828,576,773	\$ 145,190,535	\$ 148,149,492	\$ 64,969,988	\$ 2,314,525,120
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	-	-	-	2,296,738	-
Consolidados	\$ 1,694,872,519	\$ 828,576,773	\$ 145,190,535	\$ 148,149,492	\$ 67,266,726	\$ 2,314,525,120

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

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

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

A continuación se muestran los ingresos por productos:

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

6. Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido

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

a. Efectivo y equivalentes de efectivo

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

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

b. Efectivo restringido

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

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

7. Cuentas por cobrar, neto

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

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

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

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

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

8. Inventarios, neto

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

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

9. Activos no financieros mantenidos para la venta

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

10. Activos financieros disponibles para la venta

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

11. Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas

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

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

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

Participación en los resultados de compañías asociadas:

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

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

	Estados condensados de situación financiera			
	Deer Park Refining Limited		Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	
	31 de diciembre		31 de diciembre	
	2015	2014	2015	2014
Total de activos	\$ 33,249,652	\$ 27,134,381	\$ 26,573,119	\$ 20,877,785
Total de pasivo	\$ 12,046,441	\$ 12,488,026	\$ 13,663,507	\$ 11,319,906
Total de capital	21,203,211	14,646,355	12,909,612	9,557,879
Total de pasivo y capital	\$ 33,249,652	\$ 27,134,381	\$ 26,573,119	\$ 20,877,785

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

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

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

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

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

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

12. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

	Plantas	Equipo de Perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción	Terrenos	Activos Improductivos	Otros activos fijos	Total
INVERSIONES													
Salidos al 1 de enero de 2014	\$ 735,549,850	\$ 45,039,305	\$ 558,441,853	\$ 1,100,557,457	\$ 60,262,361	\$ 326,324,608	\$ 51,936,293	\$ 23,317,687	\$ 149,430,041	\$ 42,357,857	\$ 10,267,798	\$ 32,562	\$ 3,103,517,672
Adquisiciones	23,713,976	1,713,819	4,604,246	47,206,226	955,327	5,867,427	3,602,912	2,200,877	141,566,631	889,450	79,715	1,486,211	233,886,817
Reclasificaciones	(4,413,133)	(623,772)	964,517	-	3,301,769	(59,381)	(385,362)	305,697	(127,229)	167,016	487,390	(303,270)	(685,756)
Capitalización	16,072,431	-	9,197,666	62,848,040	787,907	5,113,356	35,512	-	(94,183,427)	128,515	-	-	(22,645,696)
Detentorio	(1,137,399)	-	(1,972,994)	(19,226,711)	(308,592)	-	(389,649)	(1,872,247)	(868,767)	(779,831)	(9,197)	(631,750)	(15,983,495)
Bajas	(10,820,292)	-	(136,259)	-	(595,503)	-	-	-	-	-	-	-	-
Salidos al 31 de diciembre de 2014	756,965,433	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	21,066,895	6,117,156	5,331,416	49,027,740	2,624,138	6,874,162	1,531,683	236,284	155,841,872	12,077,308	114,062	4,015,295	264,857,811
Reclasificaciones	1,871,739	(313,503)	2,816,080	-	937,482	774	(607,369)	387,331	1,809,152	23,804	(6,448,543)	(3,275,979)	(2,799,032)
Capitalización	33,362,415	-	17,144,630	76,065,532	1,301,395	13,670,992	35,933	590,435	(141,792,676)	209,655	-	(588,311)	-
Detentorio	(97,981,310)	-	(34,543,415)	(249,962,633)	-	(95,457,330)	(2,813,759)	(9,886,969)	-	(11,775,972)	(4,491,225)	-	(477,944,688)
Bajas	(68,872,958)	(30,252,662)	(141,868,232)	-	(2,981,818)	(2,006,512)	-	-	-	-	-	(103,881)	(279,053,988)
Salidos al 31 de diciembre de 2015	\$ 648,412,014	\$ 21,680,343	\$ 419,979,508	\$ 1,066,515,651	\$ 66,284,466	\$ 260,328,096	\$ 52,966,194	\$ 15,329,095	\$ 211,675,597	\$ 43,347,802	\$ -	\$ 630,877	\$ 2,807,149,643
DEPRECIACION Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA													
Salidos al 1 de enero de 2014	\$ (309,661,639)	\$ (25,498,940)	(215,850,314)	\$ (631,582,963)	\$ (35,089,105)	(109,806,704)	\$ (34,503,429)	\$ (12,623,928)	\$ -	\$ -	\$ (7,341,909)	\$ -	\$ (1,381,938,931)
Depreciación y amortización	(38,183,033)	(2,879,780)	(16,640,385)	(64,135,419)	(1,414,222)	(15,143,005)	(3,418,783)	(1,260,160)	-	-	-	-	(143,074,787)
Reclasificaciones	735,813	607,072	(179,524)	-	(1,073,720)	26,842	525,701	173,184	-	-	(129,792)	-	685,576
Bajas	7,816,567	-	12,172	-	412,737	-	345,065	899,753	-	-	126,446	-	9,612,740
Salidos al 31 de diciembre de 2014	(339,292,292)	(27,771,648)	(232,658,051)	(695,718,382)	(37,144,310)	(124,922,867)	(37,051,446)	(12,811,151)	-	-	(7,345,255)	-	(1,514,715,402)
Depreciación y amortización	(41,107,609)	(3,041,899)	(16,777,673)	(84,823,893)	(1,608,620)	(15,986,093)	(3,533,648)	(1,071,815)	-	-	-	-	(167,951,250)
Reclasificaciones	(1,148,744)	283,636	(310,859)	-	(113,573)	-	1,259,561	(402,646)	-	-	3,231,659	-	2,799,032
Bajas	60,264,739	29,951,896	110,415,176	98,636	1,154,416	-	2,812,054	8,391,094	-	-	4,113,596	-	217,201,607
Salidos al 31 de diciembre de 2015	\$ (321,283,906)	\$ (528,015)	\$ (139,331,407)	\$ (780,443,639)	\$ (37,712,087)	\$ (140,908,960)	\$ (36,513,479)	\$ (5,894,520)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (1,462,666,013)
Pozos, ductos, propiedades y equipo, neto diciembre 2014	\$ 419,673,141	\$ 18,357,704	\$ 338,440,978	\$ 495,666,630	\$ 27,258,959	\$ 212,323,143	\$ 17,768,260	\$ 11,190,863	\$ 195,817,249	\$ 42,813,007	\$ 3,480,452	\$ 583,753	\$ 1,783,374,138
Pozos, ductos, propiedades y equipo, neto diciembre 2015	\$ 327,128,108	\$ 21,102,328	\$ 289,648,101	\$ 286,072,012	\$ 28,572,379	\$ 119,419,136	\$ 16,452,715	\$ 9,454,575	\$ 211,675,597	\$ 43,347,802	\$ -	\$ 630,877	\$ 1,344,483,631
Tasa de depreciación	3 a 5%	5%	2 a 7%	-	3 a 7%	4%	3 a 10%	4 a 20%	-	-	-	-	-
Vida útil estimada en años	20 a 35	20	15 a 45	-	33 a 35	25	3 a 10	5 a 25	-	-	-	-	-

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

Unidad Generadora de Efectivo de Exploración y Producción

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

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

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

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

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

Unidad Generadora de Efectivo de Refinados

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

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

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

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

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

Unidad Generadora de Efectivo de Gas

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

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

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

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

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

Unidad Generadora de Efectivo de Petroquímicos

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

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

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

Unidad generadora de efectivo Logística

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

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

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

Unidad generadora de efectivo Etileno

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

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

Derivado del comportamiento de los precios del gas en el mercado internacional, así como de las condiciones existentes de las reservas económicas de hidrocarburos de los proyectos Burgos, Poza Rica y Macuspana, al 31 de diciembre de 2014 el valor de uso fue desfavorable, generando un deterioro por \$ 21,199,704 en 2014 y \$ 26,364,717 en 2013, respectivamente, el cual se presenta en el estado consolidado del resultado integral en el rubro de Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo. En PPQ al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se identificaron activos sujetos a deterioro por \$ 1,445,992 y \$ 894,782, respectivamente. Como resultado de la enajenación de algunas propiedades y plantas del complejo Petroquímico Pajaritos por parte de PPQ a Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A de C. V. se favoreció su valor de uso, esto permitió la reversión durante el ejercicio 2013 del deterioro registrado en años anteriores por \$ 1,650,664.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

13. Activos intangibles

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

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

14. Otros activos

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

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

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

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

15. Deuda

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- a. El 23 de enero de 2014, Petróleos Mexicanos, realizó una colocación de deuda en los mercados internacionales bajo su Programa de Pagarés de Mediano plazo Serie C de US\$ 32,000,000 por un monto total de US\$ 4,000,000 en tres tramos: el primero por un monto de US\$ 500,000 con vencimiento en enero de 2019 y un cupón de 3.125%; el segundo fue una reapertura del bono emitido el 18 de julio de 2013 por un monto de US\$ 500,000 con vencimiento en enero de 2024 y un cupón de 4.875%; y el tercero por un monto de US\$ 3,000,000 con vencimiento en enero de 2045 y un cupón de 6.375%.
- b. El 23 de enero de 2014, la SHCP autorizó a Petróleos Mexicanos el incremento del Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de US\$ 32,000,000 a US\$ 42,000,000. Todos los títulos de deuda emitidos bajo este programa están garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación y Pemex Gas y Petroquímica Básica.

- c. El 30 de enero de 2014, Petróleos Mexicanos realizó, bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDIs, una emisión en tres tramos en el mercado mexicano, el primero por \$ 7,500,000 con vencimiento en 2024 a una tasa fija de 7.19%, que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 2,616,050 fuera de México bajo el formato de Global Depositary Notes (GDNs) y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 4,883,950 en el mercado local. Se trata de la segunda reapertura de la emisión realizada originalmente el 26 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013. El segundo por \$ 2,000,000 con vencimiento en 2019 a tasa flotante de Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) más 3.8%, se trata de la segunda reapertura de la emisión realizada originalmente el 19 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013. El tercer tramo por 588,435 UDIs, equivalentes a \$ 3,000,000 con vencimiento en 2026 a una tasa fija de 3.94%. Toda la deuda emitida bajo este programa se encuentra garantizada por Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
- d. El 20 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo por US\$ 1,000,000 a tasa flotante de Libor más 0.16%, mismo que ha sido renovado y se encuentra vigente al cierre del ejercicio.
- e. El 21 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo US\$ 300,000 provenientes de líneas garantizadas por agencias de crédito a la exportación, a una tasa 1.08%, con vencimiento en marzo de 2018.
- f. El 16 de abril de 2014, Petróleos Mexicanos emitió € 1,000,000 a una tasa de 3.75% con vencimiento en 2026. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Pagares de Mediano Plazo Serie C de US\$ 42,000,000.
- g. El 30 de mayo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo de \$ 10,000,000 de una línea de crédito revolvente, con vencimiento el 2 de julio 2014, por lo que no afecta el endeudamiento neto.
- h. El 2 de junio de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo dos préstamos de las líneas de crédito revolventes por US\$ 1,250,000 y US\$ 250,000 a tasa flotante que fueron amortizados durante 2014, por lo que no afectaron el endeudamiento neto.
- i. El 2 de julio de 2014, Petróleos Mexicanos realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 200,000,000 o su equivalente en UDIs una emisión de certificados bursátiles en tres tramos: \$ 1,500,000 con vencimiento en 2019 y una tasa TIIE a 28 días más 4 puntos base; esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en febrero de 2019 originalmente realizada el 19 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014; \$ 11,000,000 una tasa cupón de 7.19% con vencimiento en septiembre de 2024; que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 2,353,100 fuera de México bajo el formato de GDNs y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 8,646,900 en el mercado local, esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014; 487.2 millones de UDIs equivalentes a \$ 2,500,000 con vencimiento en enero de 2026 con rendimiento de 3.23% y una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2019 originalmente realizada el 30 de enero de 2014.
- j. El 25 de julio de 2014, Petróleos Mexicanos realizó la primera disposición derivada de la contratación de una línea de crédito sindicado en pesos por un monto inicial de \$ 26,000,000 con fecha de vencimiento 25 de julio de 2024 a una tasa TIIE 91 días más 95 puntos base.

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

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

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

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

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

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

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

	Tasa de interés (1)	Vencimiento	31 de diciembre de 2015	
			Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.125% a 9.5% y Libor más 0.35% a 2.02%	Varios hasta 2046	\$ 727,841,896	US\$ 42,300,404
Crédito al comprador	Libor más 0.8% a 0.85%	Varios hasta 2016	75,192,405	4,370,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.35% a 5.45%, Libor más .01% a 1.71%	Varios hasta 2021	81,621,345	4,743,634
Crédito directo	Tasa fija de 5.44% y Libor más 1%	Varios hasta 2018	15,255,958	886,639
Crédito sindicado	Libor más 0.85%	Varios hasta 2020	34,158,029	1,985,182
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2023	4,200,888	244,145
Arrendamiento financiero (Nota 10-e)	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2023	9,214,921	535,549
Total en dólares estadounidenses			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	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 revolving	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 15-c)			\$ 1,300,873,167	

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

	Tasa de interés (1)	Vencimiento	31 de diciembre de 2014				
			Moneda nacional	Moneda extranjera			
En dólares estadounidenses							
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.43% a 2.02%	Varios hasta 2045	\$ 533,456,119	US\$ 36,245,150			
Crédito al comprador	Libor más 0.4% a 0.5%	Varios hasta 2014	36,795,000	2,500,000			
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.45% a 5.45%, Libor más .01% a 1.71%	Varios hasta 2022	70,558,213	4,794,008			
Crédito directo	Tasa fija de 5.44% y Libor más 1% a 1.20%	Varios hasta 2018	24,959,247	1,695,831			
Crédito sindicado	Libor más 0.8% y 1%	Varios hasta 2016	29,436,000	2,000,000			
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2022	4,076,281	276,959			
Arrendamiento financiero (Nota 12-f)	Tasa fija del 0.37% a 1.99%	Varios hasta 2023	3,873,174	263,159			
Total en dólares estadounidenses			703,154,034	US\$ 47,775,107			
En euros							
Emisión de bonos	Tasa fija de 5.5%.a 6.375%	Varios hasta 2025	94,932,763	€ 5,304,804			
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	68	4			
Total en euros			94,932,831	€ 5,304,808			
En yenes							
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2023	11,533,800	¥ 94,500,615			
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.90% y Prime yen de 1% a 2%	Varios hasta 2017	2,186,357	17,913,617			
Total en yenes			13,720,157	¥ 112,414,232			
En pesos							
Certificados bursátiles	Certificados de la Tesorería de la Federación (Cetes) más 0.57% TIIIE menos 0.07% a 0.7% y tasa fija de 7.19% y 9.91%	Varios hasta 2024	174,226,161				
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIIE más 0.55% a 2.4%	Varios hasta 2022	24,186,813				
Crédito sindicado	TIIIE más 0.95	Varios hasta 2024	29,005,374				
Crédito revolvente	TIIIE más 0.55	En 2015	23,500,000				
Total en pesos			250,918,348				
En UDI							
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 4.2%	Varios hasta 2028	40,932,604				
Otras monedas							
Emisión de bonos	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	14,223,278				
Total del principal en moneda nacional	(2)		1,117,881,252				
Más:							
Intereses devengados			13,671,738				
Documentos por pagar a contratistas	(3)		11,697,513				
Total principal e intereses de la deuda			1,143,250,503				
Menos:							
Vencimiento a corto plazo de la deuda			125,006,395				
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo	(3)		7,188,084				
Intereses devengados			13,671,738				
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			145,866,217				
Deuda a largo plazo (Nota 15-c)			\$ 997,384,286				
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 en adelante	Total
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 192,508,668	\$ 93,007,050	\$ 112,779,978	\$ 107,721,152	\$ 169,903,260	\$ 817,461,727	\$ 1,493,381,835

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

- (i) Estos saldos incluyen documentos a pagar de Contratos de Obra Pública Financiada ("COPF") los cuales no generaron flujo de efectivo.
- (1) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las tasas de interés eran las que siguen: LIBOR tres meses 0.6127% y 0.2556%, respectivamente; LIBOR seis meses 0.8461% y 0.3628%, respectivamente; Prima en yenes 1.475% en ambos años, respectivamente; TIE a 28 días 3.55% y 3.32%, respectivamente; TIE a 91 días 3.58% y 3.32%, respectivamente; Cetes a 28 días 3.05% y 2.74%, respectivamente; Cetes a 91 días 3.29% y 2.94%, respectivamente; Cetes a 182 días 3.58% y 3.01% respectivamente.
- (2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2015 y 2014, de bancos extranjeros fue de \$ 1,123,936,915 y \$ 798,484,400, respectivamente.
- (3) Los documentos por pagar a contratistas se incluyen en el rubro de deuda a corto y largo plazo y se detallan como se muestra a continuación:

	31 de diciembre	
	2015	2014
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b)	\$ 8,307,368	\$ 11,697,513
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	4,677,431	7,188,084
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	<u>\$ 3,629,937</u>	<u>\$ 4,509,429</u>

- (a) PEMEX tiene celebrados COPF (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hidrocarburos y las obras ejecutadas son propiedad de Pemex Exploración y Producción. En los COPF el contratista administra y mantiene la ejecución de las obras a su propio costo, las cuales se clasifican en desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el saldo pendiente de pago era de \$ 5,372,799 y \$ 8,815,484, respectivamente.
- (b) Durante el ejercicio 2007, se adquirió un buque tanque denominado FPSO (Floating Process Storage and Outloading). La inversión en dicho buque tanque es de US\$ 723,575. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el saldo era de \$ 2,934,569 (US\$ 170,550) y \$ 2,882,029 (US\$ 195,817), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

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

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

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

16. Instrumentos financieros derivados

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

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

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

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

A. Administración de Riesgos

I. Riesgo de Mercado

i. Riesgo de tasa de interés

PEMEX está expuesto a fluctuaciones en las tasas de interés de las posiciones en pasivo a tasa variable de algunos de sus instrumentos financieros. Las tasas a las que se tiene exposición son la London Interbank Offered Rate (LIBOR) en dólares y la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) en pesos. Al 31 de diciembre de 2015, aproximadamente 25.8% del total de la deuda consistió en deuda a tasa variable.

En ocasiones, por motivos estratégicos o con el objetivo de compensar los flujos esperados de entrada y salida, PEMEX ha contratado swaps de tasa de interés. Bajo estos contratos, PEMEX ha adquirido la obligación de realizar pagos a una tasa de interés fija y el derecho a recibir pagos a tasa de interés flotante basados en la tasa LIBOR, en la TIIE o en una tasa calculada o referenciada a la TIIE.

Al 31 de diciembre de 2015, PEMEX tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal agregado de US\$ 2,225,000, a una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.35% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 9.20 años.

De manera análoga, con el fin de eliminar la volatilidad asociada a las tasas de interés variable de los financiamientos a largo plazo, PMI-NASA tiene contratados swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal de US\$ 115,059, a una tasa fija promedio ponderada de 4.16% y plazo a vencimiento promedio de 5.73 años.

Por otro lado, PEMEX invierte en pesos y dólares, de acuerdo a la normativa interna aplicable, a través de portafolios constituidos con distintos objetivos, buscando rentabilidad sujeta a parámetros de riesgo que acotan la probabilidad de pérdida de capital. Los recursos de estos portafolios tienen por objeto cumplir con las obligaciones de PEMEX en pesos y en dólares.

Las inversiones de los portafolios de PEMEX se encuentran expuestas a riesgos de tasas de interés nacionales e internacionales, a la sobretasa de instrumentos gubernamentales y no gubernamentales, y a la paridad UDI/MXP. Sin embargo, dichos riesgos están acotados mediante el establecimiento de límites de riesgo de mercado.

ii. Riesgo de tipo de cambio

Una cantidad significativa de los ingresos de PEMEX se deriva de las exportaciones de petróleo y de algunos productos del petróleo, cuyos precios se determinan y son pagaderos en dólares. Además, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del IEPS, cuotas, estímulos y otros conceptos, así como las ventas del gas natural y sus derivados y de los petroquímicos, están indizados a los precios internacionales denominados en dólares para estos productos. Únicamente las ventas de gas licuado del petróleo se encuentran denominadas en pesos y representan menos del 5% de los ingresos.

Por otro lado, en lo que respecta a los egresos de PEMEX, los derechos sobre hidrocarburos son calculados con base en precios internacionales denominados en dólares al igual que el costo de importación de los hidrocarburos que PEMEX adquiere para reventa en México o uso en sus instalaciones; mientras que, el monto de gastos de inversión y operación de PEMEX se establecen en pesos.

Como resultado de esta estructura de flujos de efectivo, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el valor del balance financiero de PEMEX, mientras que la apreciación del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. PEMEX administra este riesgo sin necesidad de contratar instrumentos de cobertura, debido a que el impacto de la fluctuación en el tipo de cambio entre el dólar y el peso sobre sus ingresos se compensa, en gran parte, por el impacto en sus obligaciones.

La mayor parte de la deuda de PEMEX está denominada en dólares o pesos. No obstante, no siempre es posible para PEMEX emitir deuda en estas monedas. Debido a la estructura de flujos mencionada anteriormente, las fluctuaciones en divisas distintas al dólar y el peso pueden incrementar los costos de financiamiento o generar una exposición al riesgo cambiario.

Para las emisiones en monedas distintas al peso y al dólar, y exceptuando a las emisiones en UDI, desde 1991 PEMEX tiene como estrategia de mitigación de riesgo, utilizar IFD de tipo swap para convertir dicha deuda a dólares. Con el fin de cubrir el riesgo inflacionario, PEMEX tiene la estrategia de convertir a pesos la deuda denominada en UDI, sujeto a las condiciones de mercado. Como resultado de esta estrategia, PEMEX mantiene un portafolio de deuda con sensibilidad prácticamente nula a movimientos en los tipos de cambio de monedas distintas al dólar y el peso.

Las divisas cubiertas a través de swaps de moneda son el euro, el franco suizo, el yen, la libra esterlina y el dólar australiano contra el dólar americano, y la UDI contra el peso.

En 2015, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros y francos suizos, por un monto nominal agregado de US\$ 3,109,298 y el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nominal agregado de \$ 9,706,932. En 2014, PEMEX contrató IFD del mismo tipo para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros, por un monto nominal agregado de US\$ 1,388,400.

La mayoría de los swaps de moneda contratados por PEMEX son *plain vanilla*, excepto un swap contratado en 2004 para cubrir exposición al euro, con vencimiento en 2016. Este swap se denomina como swap "extinguible" y fue contratado con el objetivo de poder contar con cobertura para obligaciones que, en su momento, se adquirieron a largo plazo. La principal característica de este tipo de IFD es que, ante la ocurrencia de alguno de los eventos de incumplimiento (*default*) especificados en la confirmación, el swap termina anticipadamente sin ninguna obligación de pago para las partes involucradas. Este swap tiene un monto nominal de US\$ 1,146,410.

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

La pérdida cambiaria de 2014 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 13.0765 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 14.7180 por US\$ 1 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014; lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 77.8% al 31 de diciembre de 2014, estaba denominada en divisa distinta al peso, por lo que la depreciación del peso dio como resultado la pérdida cambiaria. La pérdida cambiaria de 2013 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 13.0101 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 13.0765 por US\$ 1 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013; lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 75.0% al 31 de diciembre de 2013, está denominada en divisa distinta al peso, por lo que la depreciación del peso dio como resultado la pérdida cambiaria.

Por otro lado, las empresas del Grupo PMI enfrentan riesgo de mercado generado por fluctuaciones del tipo de cambio, por lo que cuentan con políticas autorizadas por los Consejos de Administración de varias de sus compañías, que estipulan que los activos financieros denominados en una moneda distinta a la funcional serán inferiores al 5% de los activos financieros, excepto en los casos en que se tenga una obligación de pago en una moneda distinta a la funcional. En línea con lo anterior, ocasionalmente las empresas del Grupo PMI contratan IFD de tipo de cambio con el propósito de mitigar el riesgo asociado a su deuda denominada en una moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía.

En lo que respecta a PMI-Trading, la mayor parte de los flujos de efectivo se generan por el comercio de productos refinados, petroquímicos y gases líquidos con PEMEX y con terceros en el mercado internacional, cuyos precios son determinados y pagaderos en dólares. La mayor exposición cambiaria de PMI-TRD se deriva del fondeo para el pago de impuestos en pesos y de manera secundaria, por la compra de productos en pesos para su venta en dólares en el mercado internacional, así como por costos de ventas denominados en moneda local.

PMI- Trading considera que puede administrar el riesgo generado por el pago de impuestos en moneda local sin la necesidad de contratar instrumentos de cobertura, dado que la exposición a este riesgo es marginal comparada con el flujo total en su moneda funcional. Asimismo, en caso de que exista riesgo de tipo de cambio en sus operaciones comerciales, PMI- Trading puede implementar medidas de mitigación de riesgo, a través de la ejecución de IFD.

iii. Riesgo de precio de hidrocarburos

PEMEX realiza periódicamente el análisis de su estructura de ingresos y egresos, con el fin de identificar los principales factores de riesgo de mercado a los que se encuentran expuestos los flujos del Grupo en lo relativo a precios de los hidrocarburos. Con base en dicho análisis, PEMEX monitorea las posiciones en riesgo más importantes y cuantifica el riesgo de mercado que dichas posiciones generan en su balance financiero.

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

Las ventas domésticas del Gas Licuado de Petróleo (GLP) de PGPB (ahora PTRI) han estado sujetas a un mecanismo de control de precios impuesto por el Gobierno Federal. Este esquema genera una exposición al riesgo en las áreas geográficas donde se vende GLP importado. En 2015, PEMEX llevó a cabo coberturas a través de IFD tipo swap sobre el precio de importación del propano, para un porcentaje del volumen total de importación, dichas operaciones se contrataron con fechas de vencimiento entre el 31 de marzo de 2015 y el 31 de diciembre de 2015, sin embargo, la liquidación de las operaciones con vencimiento al 31 de diciembre de 2015 se realizará en enero de 2016. Es importante mencionar que estos IFD se contratan como instrumentos derivados con fines económicos de cobertura, sin embargo, para propósitos contables no califican como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

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

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

iv. Riesgo de precio de títulos accionarios de terceros

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

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

v. Cuantificación de riesgo de mercado

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

Cuantificación de riesgo de tasa de interés

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un periodo de un año. El VaR de los portafolios incorpora el riesgo de tasas y sobretasas. Adicionalmente, para los portafolios en moneda nacional, el VaR incluye el riesgo de variaciones en la inflación implícita en los títulos denominados en UDI. Para la gestión de los portafolios, el riesgo de tasa de interés se encuentra acotado a través de límites de VaR.

El VaR de los portafolios de inversión de PEMEX al 31 de diciembre de 2015 es de \$ (49.9) para el portafolio de Tesorería MXP, de \$ (20.0) para el portafolio de FOLAPE de \$ (36.6) para el portafolio de FICOLAVI y de US\$ 0 para el portafolio de Tesorería USD.

Además de encontrarse expuesto a un riesgo de tasa de interés en los IFD en los que está obligado a realizar pagos en tasa flotante, los IFD de PEMEX se encuentran expuestos a una volatilidad en el *mark to market* (MTM) por la variación en las curvas de tasas de interés utilizadas en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y de los financiamientos a un incremento de 10 puntos base (pb) paralelo sobre curvas cupón cero. Para el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad tanto a las curvas con las que se valúan los IFD (Curvas Interbancarias), como con las curvas con las que se estimó el valor justo de la deuda (Curvas PEMEX). Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo no son utilizadas en la gestión, dado que PEMEX no tiene la intención de realizar prepagos de su deuda o cancelar sus derivados anticipadamente, no está expuesto al riesgo de tasa de interés derivado de sus obligaciones en tasa fija.

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

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

Cifras en USD

Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 25 pb las tasas de interés variables de los financiamientos, así como de sus coberturas correspondientes.

Al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, si las tasas de interés del ejercicio hubieran sido superiores en 25 pb y el resto de las variables hubieran permanecido constantes, la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido mayor en \$ 922,268, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido mayor en \$ 7,297,773 y la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 4,993,915, esto como consecuencia de un incremento en el costo por intereses. Análogamente, si los niveles de las tasas hubiesen sido inferiores en 25 pb, la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido menor en \$ 922,268, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido menor en \$ 7,297,773 y la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 4,993,915, como consecuencia de un menor costo por interés.

Quantificación de riesgo de tipo de cambio

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

Los IFD de moneda se contratan con fines de cobertura del riesgo de cambio de los flujos de los financiamientos que se encuentran denominados en monedas distintas al peso y al dólar, así como el riesgo inflacionario proveniente de flujos de los financiamientos en UDI. Sin embargo, derivado de su tratamiento contable, los resultados del ejercicio se encuentran expuestos a la volatilidad del MTM por la variación en los tipos de cambio utilizados en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tipo de cambio para los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y los financiamientos a un incremento de 1% en los tipos de cambio de las divisas respecto al dólar. De manera análoga a la cuantificación de riesgo de tasas de interés, en el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad cambiaria considerando tanto Curvas Interbancarias como Curvas PEMEX. Adicionalmente se muestra el VaR histórico de la posición abierta remanente a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un periodo de un año. Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo para llevar a cabo las actividades de gestión de riesgos del portafolio de deuda, se realizan periódicamente análisis cuantitativos con el fin de estimar la magnitud de la exposición al riesgo cambiario generada por emisiones de deuda. A partir de dichos análisis, PEMEX ha seleccionado como estrategia para mitigar el riesgo moneda la contratación de los IFD que se muestran en la tabla, en conjunto con los financiamientos a los que cubren:

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

Cifras en USD

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

Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 10% el tipo de cambio observado entre el peso y el dólar americano. Esto con el propósito de determinar el impacto en resultados y patrimonio por las variaciones que se den como resultado de aplicar estos nuevos tipos a los saldos mensuales en los rubros de los activos y pasivos que estén denominados en dólares.

Al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, si el tipo de cambio del peso contra el dólar se hubiera depreciado en un 10% y el resto de las variables hubieran permanecido constantes, la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido mayor en \$ 105,915,340, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido mayor en \$ 70,280,300 y la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 55,137,410, esto como consecuencia de una pérdida en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares que presenta PEMEX en la balanza de divisas. Análogamente, en el caso de una apreciación del peso respecto al dólar del 10%, la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido menor en \$ 105,915,340, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido menor en \$ 70,280,300 y la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 55,137,410, esto originado como consecuencia de una ganancia en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares de la balanza de divisas.

Cuantificación de riesgo de títulos accionarios de terceros

Los títulos accionarios de terceros están expuestos tanto al riesgo de precio, como a un riesgo de cambio EUR/USD. La cuantificación del riesgo sobre títulos accionarios de terceros se realizó mediante el VaR histórico a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, sobre un año de historia del precio de la acción de Repsol, S. A. en euros convertido a dólares. Adicionalmente se presenta de manera informativa la sensibilidad del MTM ante un incremento de 1% en el tipo de cambio del euro respecto al dólar.

Derivados de títulos accionarios de terceros

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

Cifras en USD

Riesgo por precio de hidrocarburos

En ocasiones PGPB (ahora PTRI) enfrenta riesgo de mercado generado por las posiciones que quedan abiertas entre el portafolio de IFD ofrecidos a los clientes nacionales y las coberturas contratadas con contrapartes internacionales. Al 31 de diciembre de 2015 el portafolio de IFD de Gas Natural de PGPB (ahora PTRI) no tiene exposición al riesgo de mercado.

En caso de existir exposición al riesgo de mercado, ésta se mide a través del VaR calculado a través de la metodología Delta-Gamma con un nivel de confianza del 95%, horizonte de 20 días y muestra de 500 observaciones, misma que se controla con el monitoreo del VaR y Capital en Riesgo (CaR) acotados por límites establecidos.

Cabe señalar que no se realizó un análisis de sensibilidad para los instrumentos financieros denominados cuentas por cobrar y por pagar, como se definen en los estándares contables. Lo anterior, debido a que la liquidación de los mismos es de corto plazo, por lo que no se considera que exista un riesgo de mercado. La mayoría de estos instrumentos se encuentran referenciados al precio de los hidrocarburos.

En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y contrastados con los límites máximos aplicables a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

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

II. Riesgo de contraparte o de crédito

Cuando el valor razonable de los IFD a cierta fecha es favorable para PEMEX, la Compañía se encuentra expuesta a perder dicho monto ante un evento de incumplimiento de las contrapartes. PEMEX monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y estima a su vez la exposición por riesgo de crédito de los IFD. Como estrategia de mitigación de riesgo, PEMEX realiza operaciones con instituciones financieras con una calificación crediticia mínima de BBB-, la cual es emitida y revisada periódicamente por agencias calificadoras de riesgo y, adicionalmente, procura mantener un portafolio diversificado de contrapartes. Con el fin de estimar la exposición por riesgo de crédito de cada una de sus contrapartes financieras PEMEX realiza el cálculo de la exposición potencial mediante la proyección de los distintos factores de riesgo utilizados en la valuación de cada IFD para la estimación del MTM a distintos plazos, considerando las cláusulas de mitigación de riesgo de crédito.

Por otro lado, PEMEX tiene contratados diversos swaps de moneda de largo plazo, utilizando como mitigadores de riesgo, cláusulas de *recouping* (mediante las cuales, los pagos en los swaps son ajustados cuando el MtM excede el umbral especificado en la confirmación del swap), que limitan la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a un umbral específico. Estas cláusulas de *recouping* se activaron durante 2015 en nueve swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros y dólares australianos, y durante 2014, en tres swaps contratados para cubrir la exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas. Esto resultó en el prepago del valor justo de los mismos y el reinicio de los términos del swap para que su valor razonable sea cero. Adicionalmente, durante 2015 se contrató una operación en euros con esta característica.

De acuerdo con la norma NIIF13 - "Medición del Valor Razonable", el valor razonable o MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorporan en el valor del instrumento las expectativas actuales de riesgo crediticio, reconociendo la probabilidad de incumplimiento de las contrapartes. Debido a lo anterior, PEMEX incorpora un Ajuste por Riesgo de Crédito (CVA por sus siglas en inglés) en el valor razonable de los IFD, de acuerdo a las mejores prácticas del mercado.

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

A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Petróleos Mexicanos

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A+	0	6	92	107	119	3	-
A	0	130	402	632	503	143	-
A-	0	155	236	259	264	249	189
BBB+	0	296	882	997	873	943	596
BBB-	0	65	71	82	97	113	-

Cifras en millones de USD

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

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

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

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

No se incluye la posición de los bonos del Gobierno Federal Mexicano en pesos, pues se considera que no tienen riesgo de incumplimiento en dicha divisa.

Al 31 de diciembre de 2015 PEMEX mantiene una inversión en una nota estructurada ligada a riesgo UMS (*United Mexican States*) y emitida por una institución financiera estadounidense con calificación BBB+ con vencimiento en junio de 2016 por un valor nominal de US\$ 108,000. Periódicamente PEMEX monitorea la calidad crediticia del emisor y del subyacente con el fin de cuantificar la exposición al riesgo de crédito inherente a esta nota.

Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD. Pemex Transformación Industrial, ha disminuido significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2015, la cartera vencida de las ventas de gas natural de los sectores industrial y distribuidor representó menos del 1.00% de las ventas totales de PGPB (ahora PTRI).

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

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existe saldo a favor de PGPB (ahora PTRI) por colaterales enviados a Mex Gas Supply, S.L., la filial de PGPB (ahora PTRI). Esto se debe a dos efectos: i) el precio del gas natural respecto a los precios pactados en las operaciones de cobertura ha mantenido el valor razonable por debajo de los límites establecidos en las líneas de crédito; ii) conforme los IFD fueron venciendo mes a mes, los clientes nacionales fueron pagando los resultados correspondientes a PGPB, quien a su vez utilizó estos recursos para responder a Mex Gas Supply, S.L. para solventar sus compromisos con las contrapartes internacionales.

De forma análoga a lo realizado para Petróleos Mexicanos, se estimó la exposición crediticia del portafolio de IFD que mantiene PGPB (ahora PTRI) a través de Mex Gas Supply S.L. A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

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

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

Cifras en Millones de USD

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

III. Riesgo de liquidez

Actualmente PEMEX, a través de la planeación de financiamientos y la venta de dólares para el balanceo de las cajas, mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente tanto a sus gastos de operación e inversión, así como a otras obligaciones de pago.

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

Finalmente, para el diseño de estrategias de inversión de sus portafolios, PEMEX selecciona los horizontes de tiempo considerando los requerimientos de flujo en cada divisa a fin de mantener la disponibilidad de los recursos.

Por otro lado, en el Grupo PMI, el riesgo de liquidez está mitigado a través de diversos mecanismos; el más importante es la Tesorería Centralizada o "In House Bank", la cual tiene acceso a una línea sindicada de hasta US \$ 700,000 y excesos de capital en custodia. Adicionalmente, las empresas del Grupo PMI cuentan con acceso a líneas de crédito bilaterales con instituciones financieras hasta por un monto de US \$ 850,000.

Las empresas del Grupo PMI monitorean sus flujos de efectivo en forma diaria y cuidan su imagen crediticia en los mercados financieros. El riesgo de liquidez se mitiga a través de la observancia de las razones financieras mínimas/máximas permisibles contempladas en sus políticas aprobadas por sus Consejos de Administración.

Las siguientes tablas muestran un desglose de vencimientos, así como el valor razonable, del portafolio de deuda de PEMEX y los IFD al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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

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

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2015 ⁽¹⁾

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

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 de \$ 17.2065 = USD\$ 1.00; \$ 0.1429 = 1.00 Yen japonés; \$ 25.49831 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.381175 = 1.00 UDI; \$ 18.80843 = 1.00 Euro; \$ 17.34876 = 1.00 Franco suizo y \$ 12.55386 = 1.00 Dólar australianos.

Fuente: PEMEX

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2014 ⁽¹⁾

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

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2014 de \$ 14.7180 = USD\$ 1.00; \$ 0.1227 = 1.00 Yen japonés; \$ 22.9483 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.270368 = 1.00 UDI; \$ 17.8103 = 1.00 Euro; \$ 14.8122 = 1.00 Franco suizo y \$ 12.0437 = 1.00 Dólar australianos.

Fuente: PEMEX

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2015 ^{(1) (2)}

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

N.A. = no aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015 de \$ 17.20650 = USD\$ 1.00 y \$ 18.80843 = 1.00 euro.

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

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

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

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2014 ^{(1) (2)}

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

N.A. = no aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

- (1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2014 de \$ 14.718= USD\$ 1.00 y \$ 17.8103 = 1.00 euro.
- (2) La Administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.
- (3) Los números positivos representan un valor razonable favorable a PEMEX.
- (4) Las políticas y procedimientos de administración de riesgos del Grupo PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos, sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.

B. Valor razonable de los instrumentos financieros derivados

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

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

Derivados implícitos

PEMEX de conformidad a la política establecida, ha analizado los diferentes contratos celebrados y ha determinado que, de acuerdo a las cláusulas de los mismos, éstos no presentan todos los términos que requieran segregarse al derivado implícito. De acuerdo con lo anterior, al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no se han reconocido efectos por derivados implícitos (por moneda o por índice).

Tratamiento contable

PEMEX utiliza los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compromisos en firme, transacciones pronosticadas y a sus activos o pasivos reconocidos en el estado de situación financiera. Sin embargo, algunos de estos IFD no cumplen con los requerimientos de la norma contable para ser designados formalmente como instrumentos con fines de cobertura bajo alguno de los modelos de contabilidad de cobertura permisibles, por lo cual se contabilizan, para propósitos de reconocimiento, presentación y revelación, como operaciones con fines de negociación, aunque económicamente los flujos de efectivo generados por estos instrumentos se compensarán, eminentemente en el tiempo, con los flujos a generar por los activos o a liquidar por los pasivos a los cuales se encuentran asociados y por ende, todo el cambio en el valor razonable de estos instrumentos afecta directamente el rubro (pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto, dentro de los resultados del ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el valor razonable neto de los IFD, vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones cerradas no realizadas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$ (25,699,581) y \$ (15,897,184), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nominal de los IFD del tipo OTC (over the counter), vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones cerradas no realizadas, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, considerados por las razones antes expuestas, como operaciones con fines de negociación. Debe hacerse notar que:

- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Reuters y Bloomberg. Respecto a gas natural y propano, las curvas forward se obtienen de la plataforma de Kiindex Risk Workbench.
- El valor razonable se calcula de manera interna, descontando con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original.
- La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

IFD	Posición	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
		Valor Nocional	Valor Razonable	Valor Nocional	Valor Razonable
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	\$ 18,819,609	\$ (245,232)	\$ 17,569,613	\$ (180,074)
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 6M + spread	16,776,338	127,586	N.A.	N.A.
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nocional en UDI.	16,105,371	(207,713)	16,105,371	(52,769)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	19,776,317	501,968	10,069,385	1,055,122
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	5,483,580	(475,356)	5,902,248	(630,769)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.	14,736,383	(4,943,807)	12,605,125	(4,433,763)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	162,738,612	(19,088,133)	108,191,665	(11,254,375)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	10,951,197	(693,597)	9,367,374	61,391
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	15,696,040	(281,999)	4,835,719	(306,266)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en AUD.	2,047,918	(46,526)	2,017,838	(82,070)
Swaps de Gas Propano	PEMEX Recibe variable	1,702,618	(276,553)	N.A.	N.A.
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	(240,934)	37,675	(182,948)	40,450
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	236,960	(32,990)	179,087	(36,852)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	269,091	5,426	170,182	1,843
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	(269,091)	(5,310)	(170,182)	(1,823)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	1,729,833	(75,019)	1,693,433	(77,229)
Subtotal			<u>\$ (25,699,580)</u>		<u>\$ (15,897,184)</u>

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

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.
(1) El importe de los Futuros y de los Swaps de petrolíferos se presentan dentro del rubro de Efectivo y equivalentes de efectivo por considerarse totalmente líquidos.

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

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

Las siguientes tablas muestran la ubicación en el estado consolidado de situación financiera y el valor razonable de los IFD, tanto de las posiciones vigentes o abiertas como de las posiciones cerradas no realizadas, de PEMEX al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

		Derivados en el activo	
		Valor razonable	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		31 de diciembre	
		2015	2014
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ -
Forwards	Instrumentos financieros derivados	-	-
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	5,432	1,845
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	1,426,626	1,520,167
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	41,462	40,544
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	127,586	-
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		1,601,106	1,562,556
Total activo		\$ 1,601,106	\$ 1,562,556

		Derivados en el pasivo	
		Valor razonable	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		31 de diciembre	
		2015	2014
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ -
Forwards	Instrumentos financieros derivados	-	-
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(5,316)	(1,825)
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	(26,661,789)	(17,163,666)
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(36,777)	(36,946)
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	(276,553)	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	(320,252)	(257,303)
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		(27,300,687)	(17,459,740)
Total pasivo		\$ (27,300,687)	\$ (17,459,740)
Total IFD neto		\$ (25,699,581)	\$ (15,897,184)

La siguiente tabla presenta el rendimiento (pérdida) neto por IFD reconocido en los resultados de PEMEX por los años terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, y el rubro del estado consolidado de resultado integral en el que se localizan.

Derivados no designados como instrumentos de cobertura	Ubicación del rendimiento (pérdida) reconocida en el estado consolidado de resultados integrales por derivados	Importe del rendimiento (pérdida) reconocida en el estado consolidado de resultados integrales por derivados	
		31 de diciembre	
		2015	2014
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	\$ -	\$ -
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(146,415)
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	1,387,177	4,696,862
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	(93,715)
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,786	4,535
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		2,402,992
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(21,358,898)	(15,815,498)
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,355	4,977
Swaps de petrolíferos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	-
Swaps de propano	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(1,136,188)	-
Swaps de tasa de interés	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(351,109)	(492,308)
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	-
Total		\$ (21,449,877)	\$ (9,438,570)
			<u>2013</u>
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		\$ -
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		186,857
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(129,329)
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(1,241,765)
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		3,587
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		4,726,258
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(2,166,762)
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		8,931
Swaps de petrolíferos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(89,020)
Swaps de propano	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		20
Swaps de tasa de interés	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		58,744
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(46,548)
Total			\$ 1,310,973

C. Jerarquías de valor razonable

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

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

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

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

Las tablas siguientes presentan información de los activos y pasivos de PEMEX medidos a valor razonable e indican la jerarquía, de acuerdo con la definición anteriormente descrita, de los insumos utilizados para determinar el valor razonable al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

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

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

El valor razonable estimado del resto de los activos y pasivos financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, en términos nominales, se muestra en la siguiente tabla:

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

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

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

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

La información relativa a los rubros de Efectivo, Equivalentes de efectivo y efectivo restringido, Cuentas por cobrar y otros, Activos financieros disponibles para la venta, Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas, Otros activos y Deuda se detalla en las siguientes Notas, respectivamente:

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

17. Beneficios a los empleados

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

Los beneficios bajo el plan de beneficio definido se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo. PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por expertos independientes y que incluyen la pensión por incapacidad y post mortem provenientes de la muerte de pensionados por incapacidad.

Para el plan de beneficio definido, PEMEX cuenta con Fideicomisos para el fondeo de los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto de operación) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones del propio Fideicomiso.

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

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

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

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

El detalle de los beneficios se muestra a continuación:

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

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

El monto de las pérdidas y (ganancias) actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo por \$ (78,680,852), generadas en el periodo 2015 y por \$ 275,904,658 en 2014, independientemente del incremento normal que sufrieron de un año a otro las obligaciones por concepto de cambios en la población, edad, antigüedad, salario, pensiones y prestaciones, obedecen, a la modificación de la siguiente hipótesis financiera:

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

Cambios en los activos del plan de pensiones

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

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

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

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

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

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

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

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -13.39% y 17.11%, respectivamente, en las obligaciones.

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

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

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

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

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

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

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

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

Otros beneficios a largo plazo

Petróleos Mexicanos tiene establecidos otros planes de beneficios a largo plazo para sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen y que corresponden a la prima de antigüedad pagadera por invalidez, a la pensión post mortem (pagadera a la viuda del trabajador), servicio médico, gas y canasta básica por la muerte de trabajadores activos. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de separación. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

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

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

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

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

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

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

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

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

18. Provisión para créditos diversos

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

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

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

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

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

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

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

Provisiones para taponamiento

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

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

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

19. Revelaciones al estado de flujo de efectivo

Las siguientes partidas no representan flujo de efectivo:

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

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

20. Impuestos, derechos y aprovechamientos

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

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

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

a. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC).

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

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

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

b. Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)

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

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

c. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)

Pemex Exploración y Producción tiene la obligación de hacer pagos mensuales al Gobierno Federal de 1,150 pesos por Km² de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 2,750 pesos por Km² por cada mes adicional que el área no esté produciendo. Estas cantidades serán actualizadas anualmente de conformidad con el INPC.

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

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

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

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

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

a. Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH)

La tasa aplicable en 2014 fue del 71.5%. La base para el cálculo de este derecho era el valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el año, menos las deducciones permitidas en la LFD (incluyen parte de las inversiones, más algunos costos, gastos y derechos).

De acuerdo con el pago provisional del mes de diciembre de 2014, PEP causó DOSH por un total de \$ 643,383,550, quedando un saldo a favor por \$ 11,356,201.

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

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

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

Este derecho se calculaba aplicando la tasa de 13.1% sobre el valor que resultó de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo mexicano y el precio considerado en la estimación de los ingresos de la Federación del ejercicio (US\$ 85 en 2014), precio considerado en la Ley de Ingresos de la Federación, por el volumen total de exportación acumulado de petróleo mexicano. El DESEP efectivamente pagado era acreditable contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización. Los ingresos provenientes de este derecho estaban destinados a las Entidades Federativas a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas.

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

La tasa aplicable para 2014 fue del 0.65% sobre el valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el año. El importe pagado se distribuyó en 4 fondos en diferentes proporciones conforme a la LFD:

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

e. Derecho para la fiscalización petrolera (DEFIPE)

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

f. Derecho sobre extracción de hidrocarburos (DSEH)

Para 2014 este derecho se causó aplicando una tasa fija del 15% al valor anual del petróleo y gas natural extraído de cada uno de los campos señalados en la LFD, siendo éstos los siguientes:

- i. Como una sola unidad, la totalidad de los campos en el Paleocanal de Chicontepec.
- ii. Los campos en el Paleocanal de Chicontepec que hayan sido segregados en los términos de Ley.
- iii. Los campos en aguas profundas.

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

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

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

g. Derecho especial sobre hidrocarburos (DESH)

Para 2014 este derecho se causó aplicando una tasa del 30% a la diferencia que resultó entre el valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el campo de que se trate y las deducciones permitidas por la LFD (parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos).

Cuando la producción acumulada del campo de que se trate era mayor a 240 millones de barriles de petróleo equivalente, se aplicaba la tasa del 36% al valor de la producción que exceda de dicho monto.

El monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones no podía ser superior al 60% del valor del petróleo y gas natural extraídos en el año del campo de que se trate, ni a US\$ 32.50. Dicho monto se actualizaba cada año empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los Estados Unidos de Norteamérica (E.U.A.). Al 31 de diciembre de 2014 el monto actualizado fue de US\$ 36.86.

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

h. Derecho adicional sobre hidrocarburos (DASH)

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

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

- i. Se calculaba la diferencia entre el valor promedio acumulado anual del petróleo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate y US\$ 60.
- ii. El resultado que se obtuvo conforme a la fracción anterior se multiplicaba por el volumen de petróleo equivalente extraído en el campo de que se trate en el año.

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

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

La tasa aplicable para 2014 fue del 0.03% sobre el valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el año. El valor de estos productos se calculaba de acuerdo con lo establecido para el régimen general (DOSH). La recaudación se destinó a cubrir el presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

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

A continuación se muestran los impuestos indirectos:

a. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

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

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

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

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

b. Impuesto al Valor Agregado ("IVA")

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

A continuación se muestran los impuestos a la utilidad:

c. Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)

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

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

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

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

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

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

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

d. Impuesto sobre la Renta (ISR)

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

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

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

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

El resultado contable difiere del resultado fiscal debido principalmente a efectos de inflación, diferencias entre depreciación, gastos no deducibles y otros.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, dichas compañías generaron ISR como se muestra a continuación:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

e. Derecho de Utilidad Compartida (DUC)

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

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

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

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

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

Régimen fiscal aplicable a contratos

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

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

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

21. Patrimonio (déficit)

a. Certificados de aportación "A"

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

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

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

El convenio de capitalización entre PEMEX y el Gobierno Federal estipula que los Certificados de Aportación "A" constituyen el patrimonio permanente. Los Certificados de Aportación "A" se integran como sigue:

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

b. Aportaciones del Gobierno Federal

En 2013, el Gobierno Federal autorizó una aportación de \$2,000,000 al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros ("FEIPEMEX"). Este importe se pagó al FEIPEMEX el 27 de enero de 2014.

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

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

c. Reserva legal

Bajo las leyes mexicanas, cada una de las Compañías Subsidiarias requiere destinar un determinado porcentaje de sus utilidades netas a la reserva legal, hasta que dicho monto alcance un importe equivalente a un determinado porcentaje del capital social de cada compañía subsidiaria.

d. Déficit acumulado de ejercicios anteriores

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

e. Participación no controladora

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

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

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

22. Otros (gastos) ingresos, neto

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

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

23. Partes relacionadas

Los saldos y operaciones con partes relacionadas se deben principalmente a: (i) la venta y compra de productos, (ii) la facturación de servicios administrativos, (iii) préstamos financieros entre partes relacionadas. Las operaciones entre entidades del grupo se llevaron a cabo en condiciones y precios de mercado.

Petróleos Mexicanos, sus consejeros así como sus trabajadores están sujetos a diversa normatividad que regula los conflictos de interés entre las que destacan la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, esta última establece que todos los servidores públicos están obligados a excusarse de intervenir, por motivo de su encargo, en cualquier forma en la atención, tramitación, o resolución de asuntos en los que se tenga un interés personal, familiar, o de negocios, incluyendo aquellos de los que pueda resultar algún beneficio para él, su cónyuge, parientes consanguíneos o por afinidad hasta el cuarto grado, o parientes civiles, o para terceros con los que tenga relaciones profesionales, laborales o de negocios o para socios o sociedades de las que el servidor público o las personas antes referidas formen o hayan formado parte.

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

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

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

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

Las franquicias citadas están documentadas mediante los contratos respectivos que contienen los mismos términos y condiciones generales que Pemex Transformación Industrial otorga a todos sus franquiciatarios.

Remuneración de consejeros y principales funcionarios

El monto de los beneficios de corto plazo pagados a los principales funcionarios de PEMEX durante los ejercicios fiscales terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, ascendió aproximadamente a \$ 242,056, \$ 173,903 y \$ 174,800 respectivamente. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la Nota 16. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros independientes, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2015, 2014 y 2013 se efectuaron pagos por \$ 17,899 \$ 12,599 y \$ 13,600, respectivamente a los consejeros independientes de PEMEX con motivo del ejercicio de su cargo.

Compensaciones y prestaciones

Como prestación a los empleados, se otorgan préstamos administrativos a todos los trabajadores de conformidad con los programas establecidos en el Contrato Colectivo y en el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, respectivamente. Estos préstamos administrativos son otorgados a cada trabajador que sea elegible, en una cantidad que asciende hasta un máximo de cuatro meses de salario y se deducen del mismo durante un periodo de uno a dos años, a elección del empleado. La mayoría de los empleados de PEMEX aprovecha esta prestación. El monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a los principales funcionarios al 31 de diciembre de 2015 y 2014, fue de \$ 24,606 y \$ 21,724, respectivamente. Al 29 de febrero de 2016, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$ 23,176.

24. Compromisos

- a. PMI CIM tiene celebrados diversos contratos para la venta de petróleo en el mercado internacional con empresas del extranjero. Los términos y condiciones de los contratos son específicos para cada cliente y su duración puede ser indefinida (contratos "Evergreen") existiendo en algunos casos plazos mínimos obligatorios (contratos de largo plazo).
- b. Se tiene un contrato con un proveedor para el suministro de nitrógeno para el programa de mantenimiento de presión del campo Cantarell. Durante 2007 se incorporó un contrato adicional para suministrar nitrógeno al campo Ku Maalob Zaap, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a \$ 8,920,228 y \$ 9,381,047, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, Pemex Exploración y Producción tiene el derecho o la obligación de adquirir del proveedor la planta de nitrógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.

Los pagos futuros estimados por los ejercicios siguientes son como sigue:

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

- c. PEP aplicó la terminación anticipada en el mes de febrero de 2015 del contrato de suministro de nitrógeno para el mantenimiento de presión al campo Jujo Tecominoacán en la Región Sur. El contrato vencía en el año 2017 y al 31 de diciembre de 2014 tenía un valor estimado de \$ 536,727, por lo que de acuerdo con los términos que se establecen en el contrato únicamente se pagaron los servicios recibidos y los gastos no recuperables.
- d. PEMEX ha celebrado COPF, en los cuales el contratista, a su propio costo, deberá administrar y mantener la ejecución de las obras, objeto de los COPF, las que estarán agrupadas en las categorías de desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento.

El valor estimado de los COPF al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es como sigue:

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

- e. Durante 2015 y 2014, Pemex Exploración y Producción celebró contratos integrales de exploración y producción para el desarrollo de campos maduros en Altamira, Ebano, Nejo, Panuco y San Andrés localizados en la región norte y Magallanes, Santuario y Carrizo localizados en la región sur de México, respectivamente. Cada contrato tiene plazo de hasta 25 años. Los pagos a los contratistas de conformidad con los contratos integrales de exploración y producción, se harán sobre una base por barril entregado más los costos deducibles de recuperación, siempre que los pagos al contratista no superen los flujos de efectivo de PEMEX sobre el campo sujeto del contrato al que corresponda. Durante 2015 PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 12,908,720 y en la región sur por \$ 1,359,802. Durante 2014, PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 8,988,146 y en la región sur por \$ 1,926,849.
- f. El valor estimado de los contratos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es como sigue:

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

25. Contingencias

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

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

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la provisión para gastos a incurrir para corregir este tipo de irregularidades asciende a \$ 3,521,838 y \$ 6,174,754, respectivamente, y se incluyen en las reservas a largo plazo, en el estado de situación financiera.

- b. PEMEX enfrenta diversos juicios civiles, fiscales, penales, agrarios, administrativos, ambientales, laborales, mercantiles, de amparo y procedimientos de arbitraje, cuya resolución final se desconoce a la fecha de estos estados financieros. Al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$ 12,775,263 y \$ 19,787,440, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales:

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

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

- En febrero de 2010, el Servicio de Administración Tributaria ("SAT") dio a conocer a PEP las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006, por las contribuciones federales, el IVA y el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos ("DOSH"). Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, notificada el 22 del mismo mes y año, el SAT determinó un crédito fiscal a cargo de PEP por la supuesta omisión en el entero de IVA y DOSH, actualización, recargos y multa, por la cantidad de \$ 4,575,208. El 30 de noviembre de 2010, PEP promovió juicio contencioso administrativo contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, el cual fue radicado bajo el número 28733/10-17-03-7. El 20 de noviembre de 2013, se remite el expediente a la Sala Superior derivado del ejercicio de la facultad de atracción, el cual se radica en la Primera Sección bajo el número 28733/10-17-03-7/1838/13-S1-05-04. La Primera Sección de la Sala Superior ordena la devolución de los autos a la Tercera Sala Regional Metropolitana para que, una vez subsanada la violación detectada en el procedimiento, se remita de nueva cuenta el expediente a dicha sección para la emisión de la sentencia que corresponda. La Sala Regional Metropolitana acusa recibo del expediente remitido por la Sala Superior y una vez repuesto el procedimiento, remitió los autos a la Primera Sección de la Sala Superior. El 31 de marzo de 2016 este asunto fue sesionado, en espera del engrose definitivo y de la notificación formal correspondiente.
- El 19 de septiembre de 2014, se notificó a Petróleos Mexicanos la determinante de crédito contenida en el oficio 900-07-2014-52233, de fecha 8 de septiembre de 2014, en el cual el SAT finca un crédito fiscal por un monto de \$ 3,581,878 por supuestas omisiones en el pago del Impuesto Sobre la Renta, multas, recargos y actualización, sustentado en que Petróleos Mexicanos retuvo y enteró el impuesto aplicable a los intereses pagados a residentes en el extranjero a una tasa del 4.9%, en lugar de aplicar una tasa del 28%. Petróleos Mexicanos promovió recurso de revocación que fue resuelto para efectos de que el SAT emita una nueva resolución. En cumplimiento a ello, el SAT emitió una nueva resolución a través de la cual determina un crédito fiscal por un monto \$ 23,261. Petróleos Mexicanos interpuso juicio contencioso administrativo el cual fue admitido el 8 de marzo de 2016, concediendo la suspensión solicitada y otorgando término a la autoridad para dar contestación a la demandada.
- El 11 de junio de 2015 se notifica el acuerdo del 1º de junio del mismo año, dictado por la Segunda Sala Regional del Noreste con número de expediente 2383/15-06-02-4, por el cual se emplaza a PR al juicio contencioso administrativo promovido por los C. Severo Granados Mendoza, Luciano Machorro Olvera e Hilario Martínez Cerda, en su carácter de Presidente, Secretario y Tesorero del Comisariado Ejidal del Ejido Tepehuaje, en el cual demandan la supuesta resolución en negativa ficta recaída a su escrito de reclamación patrimonial del Estado, por el que reclamaron de PR el pago de daños y perjuicios sufridos en huertos de naranja, aparentemente provocados por derrame de hidrocarburo en sus terrenos, por un importe total de \$ 2,094,232. Se contestó la demanda y, entre otras excepciones, se interpuso la de incompetencia del Tribunal, al dar trámite se ordenó el envío a la Sala Especializada en materia ambiental en el Distrito Federal. Mediante proveído de fecha 4 de noviembre de 2015, dictado por la Sala Especializada en Materia Ambiental, en el expediente 3668/15-EAR-01-11, ésta declina la competencia para conocer del asunto y los remite a la Sala Superior para que se resuelva la competencia. El juicio se radicó en la Primera Sección de la Sala Superior, actualmente en estudio.

- En febrero de 2010, el SAT dio a conocer a PR las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006 por las contribuciones federales correspondientes al IVA y el Impuesto a los Rendimientos Petroleros. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, el SAT determinó un crédito fiscal a cargo de PR, por la supuesta omisión en el entero de IVA, actualización, recargos y multas, por la cantidad de \$ 1,553,372 con corte al mes de agosto de 2010. El 30 de noviembre de 2010, PR promovió juicio contencioso administrativo contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa. El 20 de noviembre de 2013, se remite el expediente a la Sala Superior derivado del ejercicio de la facultad de atracción, el cual se radica en la Primera Sección. Dicha Sala Superior ordena la devolución de los autos a la Tercera Sala Regional Metropolitana para que, una vez subsanada la violación detectada en el procedimiento, se remita de nueva cuenta el expediente a dicha sección para la emisión de la sentencia que corresponda. La Sala Regional Metropolitana acusa recibo del expediente remitido por la Sala Superior y una vez repuesto el procedimiento, remitió los autos a la Primera Sección de la Sala Superior. Con fecha 31 de marzo de 2016 este asunto fue sesionado, en espera del engrose definitivo y de la notificación formal correspondiente.
- El 14 de abril de 2010, la señora Irma Ayala Tijerina de Barroso y otros demandaron civilmente a Petróleos Mexicanos y a PGPB ante el Juzgado Séptimo de Distrito en Reynosa, Tamaulipas, el pago de daños y perjuicios, por la cantidad de \$1,490,873 como consecuencia de la posible contaminación en terrenos contiguos a las lagunas de tratamiento de aguas residuales del Complejo Procesador de Gas en Reynosa. Se dictó sentencia absolviendo de todas las prestaciones reclamadas a PGPB en primera y segunda instancia. Tanto la actora como PGPB interpusieron amparo directo, pendientes de resolver. PGPB lo interpuso por no haberse condenado a la actora al pago de gastos y costas.
- En febrero de 2011, EMS Energy Services de México, S. de R. L. de C. V., y Energy Maintenance Services Group I. LLC, demandaron en la vía ordinaria civil a PEP ante el Juzgado Tercero de Distrito de Villahermosa, Tabasco (expediente 227/2010). La parte actora reclama, entre otras prestaciones, la rescisión del contrato de obra pública y el pago de daños por un total de US\$ 193,713 por falta de pago por parte de PEP, de acuerdo con lo establecido en dicho contrato. Con fecha 31 de diciembre de 2014 se dictó sentencia definitiva, en la cual se absuelve a PEP del pago de todas las prestaciones reclamadas. La actora interpuso recurso de apelación, mismo que fue resuelto el 11 de mayo de 2015, en la cual se ratifica la sentencia definitiva dictada en favor de PEP. Con fecha 3 de junio de 2015 se notificó la interposición de la demanda de amparo por parte de la actora, en contra de la sentencia de segunda instancia a la fecha, se está en espera de la resolución correspondiente.
- Asimismo el 4 de abril de 2011 PEP fue emplazado a juicio contencioso administrativo (expediente 4957/11-17-07-1) promovido por EMS Energy Services de México, S. de R. L. de C. V., y Energy Maintenance Services Group I LLC, y radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, demandando la nulidad de la resolución, que contiene la rescisión del contrato motivo del juicio anterior. Por acuerdo notificado el 4 de noviembre de 2014, la Sala ordena la remisión de los autos a la Segunda Sección de la Sala Superior para la emisión de la sentencia correspondiente. Mediante acuerdo del 13 de noviembre de 2014, el juicio se radica en la segunda sección de la Sala Superior con el número 4957/11-17-07-1/1827/14-S2-08-4. Pendiente se emita la sentencia definitiva.

- El 10 de julio de 2015, el Tesorero Municipal del Ayuntamiento de Minatitlán, Veracruz, emitió resolución en la que determinó un crédito fiscal en contra de PR por la cantidad de \$ 2,531,040 por concepto de adeudo de impuesto predial por los años del 2010 al 2015, respecto del inmueble de la Refinería "General Lázaro Cárdenas", ubicado en el mismo municipio, que es propiedad de PR. En contra de tal resolución, se promovieron dos acciones: a).- Amparo Indirecto, respecto a los posibles ejecuciones de actos emitidos por el H. Ayuntamiento de Minatitlán, Veracruz, mismo que fue radicado bajo el número 863/2015-V. del índice del Juzgado Décimo de Distrito en el Estado de Veracruz, en el cual fue concedida la suspensión definitiva. El 17 de febrero de 2016, día fijado para la celebración de la audiencia constitucional el Juez se reservó fijar nueva hora y fecha para la celebración de misma. b).- Juicio Contencioso Administrativo. El 6 de agosto del 2015 se acordó la admisión de la demanda, así como la suspensión del acto reclamado. La autoridad demandada promovió el sobreseimiento del juicio contencioso con motivo de la promoción del juicio de amparo 863/2015-V, resuelto por auto de 9 de septiembre de 2015, en el sentido de que se estudiaría en la sentencia. Contra dicho auto, la demandada interpuso recurso de revisión el cual fue desechado por auto del 1 de octubre de 2015. Por auto del 16 de marzo de 2016 se ordenó nuevamente notificar a la autoridad demandada el auto por el cual se desecha el recurso de revisión.
- El 8 de julio de 2011, Compañía Petrolera La Norma, S. A., presentó ante la Segunda Sala Regional Hidalgo-México del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, en Tlalnepantla, Estado de México demanda de juicio contencioso administrativo (expediente 4334/11-11-02-6) contra el Director General de Petróleos Mexicanos y el Director General de PEP, reclamando la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros por un monto de \$ 1,552,730. Mediante auto del 4 de marzo de 2013, la Sala tuvo por formulada la ampliación de demanda. El 9 de abril de 2013 se notificó una nueva demanda por parte de Compañía Petrolera La Norma, S. A. (No. 438/12-11-02-3), a cargo de la misma Sala, por lo que la parte demandada presentó incidente de acumulación, mismo que fue concedido el 2 de mayo de 2013. Seguidos que fueron los trámites mediante auto de 20 de agosto de 2014, se remite a la Sala Superior del Tribunal de Justicia Fiscal y Administrativa el expediente para la emisión de la sentencia de primera instancia. El asunto se radicó con el número de expediente 4334/11-11-02-6/1337/14-S2-07-04, de la Segunda Sección de la Sala Superior. El asunto fue materia de la sesión de fecha 29 de octubre de 2014 y, en la misma, se resolvió la devolución del expediente a la Sala de origen al detectarse una violación al procedimiento. El procedimiento principal quedó suspendido con motivo de la interposición de un amparo por parte de PEP mismo que ya fue resuelto. La Sala de origen está por emitir diversos acuerdos de manera previa a la instrucción de remisión a la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa para su resolución.
- En relación con la demanda de arbitraje ante la Corte Internacional de Arbitraje presentada en septiembre de 2001 por Conproca, S. A. de C. V. ("Conproca") en contra de Petróleos Mexicanos y Pemex Refinación, contando con la previa autorización de sus respectivos consejos de administración, en junio de 2015 Petróleos Mexicanos y Pemex Refinación suscribieron un convenio de transacción con Conproca, con la participación de sus accionistas SK Engineering and Construction Co. Ltd. y Siemens A.G., a efecto de resolver todas las controversias que surgieron de la reconfiguración de la refinería en Cadereyta Nuevo León, incluyendo el juicio arbitral y los procedimientos judiciales derivados del mismo. Durante el tercer trimestre de 2015 se instrumentaron las acciones necesarias para el debido cumplimiento del convenio de transacción, por lo que a la fecha de estos estados financieros este asunto ha concluido.

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

26. Eventos subsecuentes

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

27. Garantes Subsidiarios

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera
31 de diciembre de 2015

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

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera
31 de diciembre de 2014

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

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral
31 de diciembre de 2015

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ 15,556	\$ 1,523,767,800	\$ 803,623,324	\$ (1,173,956,323)	\$ 1,153,450,357
Ingresos por servicios	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 del período de beneficios a empleados	-	(83,657,496)	(8,519,593)	-	(92,177,089)
Costo de ventas	2,695,423,000	1,280,464,059	794,252,045	(1,182,282,621)	895,068,906
Rendimiento bruto	14,217,272	(132,439,219)	23,410,038	(19,662,127)	(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)	28,928,630
Gastos de administración	59,923,878	52,838,029	10,638,127	(10,921,940)	112,472,094
Beneficio del período de beneficios a empleados en gastos generales	(46,031,780)	(50,394,477)	(7,434,698)	-	(103,860,955)
	13,892,098	35,308,460	6,124,859	(17,785,638)	37,539,779
Rendimiento de operación	305,369	(173,820,682)	19,113,821	14,411	(154,387,081)
Ingreso financiero	108,543,665	28,639,034	3,478,434	(125,670,274)	14,990,859
Costo financiero	(85,544,060)	(104,453,148)	(3,306,776)	(125,530,391)	(67,773,593)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(22,803,663)	6,463	1,347,323	-	(21,449,877)
Pérdida en cambios, neta	(14,829,436)	(139,623,910)	(312,228)	-	(154,765,574)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	749,963,960	198,786	2,119,329	(749,963,960)	2,318,115
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(764,292,085)	(389,053,457)	22,439,903	749,838,488	(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)	(765,702,826)	15,606,465	749,838,488	(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)	\$ (709,117,036)	\$ 36,652,242	\$ 749,838,488	\$ (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
	57,654,464	120,208,451	19,256,770	(53,599,905)	143,519,780
Rendimiento de operación	4,460,456	622,876,087	(11,909,570)	53,038	615,480,011
Ingreso financiero	85,565,363	17,696,814	3,106,401	(103,354,391)	3,014,187
Costo financiero	(67,194,647)	(84,756,651)	(2,973,111)	(103,365,349)	(51,559,060)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(13,858,680)	8,116	4,411,994	-	(9,438,570)
Pérdida en cambios, neta	(7,859,495)	(69,076,040)	(63,626)	-	(76,999,161)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	(263,219,388)	487,365	(452,997)	263,219,388	34,368
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(262,106,391)	487,235,691	(7,880,909)	263,283,384	480,531,775
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	3,160,818	738,855,418	4,058,528	-	746,074,764
(Pérdida) rendimiento neto del año	(265,267,209)	(251,619,727)	(11,939,437)	263,283,384	(265,542,989)
Total de otros resultados integrales del año	(62,426,587)	(189,804,290)	(13,117,248)	-	(265,348,125)
Resultado integral total del año	\$ (327,693,796)	\$ (441,424,017)	\$ (25,056,685)	\$ 263,283,384	\$ (530,891,114)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral
31 de diciembre de 2013

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

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo 31 de diciembre de 2015

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
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	(133,128,232)	(31,188,912)	18,678,494	247,975,290	102,336,640
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	-	-	-	-	-
Gastos de exploración	-	(5,698,511)	-	-	(5,698,511)
Dividendos recibidos	-	(130,323)	4,547,461	-	4,417,138
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	(39,108,879)	-	-	39,108,879	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(40,605,156)	(245,144,341)	(8,190,970)	39,108,879	(254,831,588)
Actividades de financiamiento:					
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	10,000,000	(1,915,932)	1,844,394	71,588	10,000,000
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	345,383,990	-	33,587,088	-	378,971,078
Pagos de principal de préstamos	(145,628,200)	(8,081,177)	(37,609,464)	-	(191,318,841)
Intereses pagados	(58,123,368)	(3,443,924)	(1,169,859)	-	(62,737,150)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	(3,626,448)	289,859,183	922,972	(287,155,717)	-
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	148,005,974	276,418,151	(2,424,869)	(287,084,169)	134,915,087
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 principio de año	73,002,640	5,407,420	39,578,468	-	117,988,528
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	\$ 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)	14,075,687	-	9,978,294
Inventarios	20,413	(5,046,019)	12,001,450	-	6,975,844
Otros activos	(227,438)	(17,819,505)	(937,934)	-	(18,984,877)
Beneficios a empleados	17,913,078	52,988,257	8,068,673	-	78,969,998
Cargos y deducciones intercompañía	(274,747,392)	37,103,048	(13,393,984)	251,038,328	-
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	(122,506,824)	(11,402,643)	17,503,050	250,762,548	134,356,131
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(2,574,431)	(215,531,732)	(12,572,707)	-	(230,678,870)
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	12,735,337	-	12,735,337
Inversión en subsidiarias	-	-	(3,466,447)	-	(3,466,447)
Gastos de exploración	-	(1,593,706)	-	-	(1,593,706)
Dividendos recibidos	-	-	336,095	-	336,095
(Incremento) disminución de inversiones - intercompañía	7,942,930	-	-	(7,942,930)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	5,368,499	(217,125,438)	(2,967,722)	(7,942,930)	(222,667,591)
Actividades de financiamiento:					
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	22,000,000	-	-	-	22,000,000
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	(73,583,100)	-	-	-	(73,583,100)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	320,893,270	-	102,506,205	-	423,399,475
Pagos de principal de préstamos	(93,488,805)	(7,748,079)	(106,218,608)	-	(207,455,492)
Intereses pagados	(41,091,971)	(5,105,446)	(1,051,061)	-	(47,248,478)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	687,961	240,568,067	1,563,590	(242,819,618)	-
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	135,417,355	227,714,542	(3,199,874)	(242,819,618)	117,112,405
Efectos por cambios en el valor del efectivo (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 fin de año	50,131,405	5,331,902	25,282,412	-	80,745,719
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	\$ 73,002,640	\$ 5,407,420	\$ 39,578,468	\$ -	\$ 117,988,528

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
31 de diciembre de 2013

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

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

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

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

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

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

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

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Exploración	\$ 44,165,179	\$ 38,866,665
Desarrollo	<u>161,433,414</u>	<u>188,950,718</u>
Total de costos incurridos	<u>\$ 205,598,593</u>	<u>\$ 227,817,383</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 \$ 8,119,241 y \$ 10,143,219 para 2015 y 2014, respectivamente, que, de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológicos y geofísicos.

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

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

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

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

d. Precios de venta (no auditado)-

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

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

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

e. Reservas de crudo y gas (no auditado)

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

Las reservas probadas de crudo y gas son aquellas cantidades estimadas de petróleo, gas y líquidos del gas cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran, con una certeza razonable, que son económicamente viables, a partir de una fecha determinada, y que provienen de yacimientos, determinadas bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales actuales.

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

PEP determinó la estimación de las reservas probadas con base en los Métodos y Procedimientos de Valuación de Ingeniería Petrolera Generalmente Aceptados, que se basan, principalmente, en las regulaciones aplicables para los reportes registrados ante la SEC, y cuando fue necesario, en la publicación titulada "Normas Aplicables a la Estimación y Auditoría de la Información de Reservas de Crudo y Gas" de la SIP de fecha 19 de febrero de 2007, así como otras publicaciones de la SIP, incluyendo la publicación titulada "Sistema de Administración de Recursos Petroleros", así como otras fuentes técnicas, incluyendo la "Estimación y Clasificación de Reservas de Crudo, Gas y Condensados" por Chapman Conquist, y en la "Determinación de Reservas de Crudo y Gas, Monografía N.1 de la Sociedad Petrolera, publicada por el Instituto Canadiense de Minería, Metalurgia y Petróleo.

La elección del método o combinación de métodos, a utilizar en el análisis de cada yacimiento, se determina con base en lo siguiente:

- Experiencia en el área.
- Etapa de desarrollo.
- La calidad e integridad de los datos básicos.
- Presión y producción histórica.

La información que se presenta, acerca de las reservas, representa únicamente una estimación. La valuación de las reservas consiste en un procedimiento subjetivo para determinar el volumen acumulado, en el subsuelo, de crudo y gas, y que no pueden ser medidas de forma exacta. La precisión de cualquier reserva estimada depende de la calidad de la información disponible, a la ingeniería, la interpretación geológica y al juicio profesional. Como resultado de lo anterior la estimación determinada por cada ingeniero, pudiera variar. Adicionalmente, como consecuencia de la perforación, de las pruebas y de la producción posterior a la fecha de determinación de la estimación podría conducir a una revisión de la estimación.

Durante 2015 y 2014, PEMEX no reconoció ningún incremento material de la reserva de hidrocarburos, como resultado de nuevas tecnologías.

Con la finalidad de garantizar la confiabilidad de la reserva estimada, PEMEX lleva a cabo la certificación interna de la estimación de reservas desde 1996. PEMEX ha establecido ciertos controles internos en relación con la preparación de la estimación de las reservas probadas. Inicialmente, equipos de geólogos de cada unidad de exploración y explotación, (cada unidad cubriendo varios proyectos) determinan la estimación de las reservas, utilizando distintos procedimientos de cálculo para la valuación relacionada, a nuevos descubrimientos y campos ya desarrollados, respectivamente. Posteriormente, las oficinas regionales de reservas, recopilan la información de cada una de las unidades y solicitan la revisión y certificación de las valuaciones y el registro de las reservas relacionadas, por parte de la Gerencia de Recursos y Reservas, que es la principal entidad que administra las reservas de hidrocarburos en PEMEX. Este procedimiento de certificación interno se lleva a cabo conforme a la guía interna para la estimación y clasificación de reservas probadas, que se basa en las reglas y definiciones de la SEC. La Gerencia de Recursos y Certificación, que además supervisa y conduce la auditoría interna de todo el proceso, se integra totalmente de profesionales como son geólogos, geofísicos y petrofísicos; con experiencia en ingeniería de yacimientos. Los ingenieros que participan en el proceso de estimación de reservas cuentan con experiencia en: simulación de yacimientos petroleros; desarrollo y terminación de la perforación de pozos; análisis de la presión, volumen y temperatura (PVT); análisis del NODAL (instrumento analítico utilizado en la predicción del rendimiento de los diversos elementos que comprende el sistema de producción) y diseño de la estrategia en campos desarrollados. Además, todo nuestro personal ha sido certificado por la Secretaría de Educación Pública, la mayoría cuenta con maestría, como es: ingeniería petrolera, geología y geofísica; y cuentan con un promedio de 10 años de experiencia profesional.

Adicionalmente a lo anterior, las estimaciones finales de las reservas son auditadas por Firmas de Ingenieros Independientes. Al 31 de diciembre de 2014, tres Firmas de Ingenieros Independientes auditaron las reservas probadas de PEMEX: Netherland Sewell International, S. de R.L. ("Netherland Sewell"), DeGolyer and MacNaughton; y Ryder Scott Company, L.P. ("Ryder Scott"). La revisión, de las reservas estimadas, hecha por las Firmas de Ingenieros Independientes fue del 88.0% del total de las reservas probadas de PEMEX. El 12.0% restante consiste en reservas localizadas en ciertas áreas, en las cuales, los servicios de perforación son proporcionados por un tercero a PEMEX. Bajo esos acuerdos el tercero a cargo de la perforación, es responsable de valuar el volumen de las reservas. Netherland Sewell certificó las reservas en los activos de Poza Rica-Altamira y Litoral de Tabasco. DeGolyer y MacNaughton certificó las reservas que se encuentran en los activos de Burgos y Veracruz y Ryder Scott certificó las reservas de los activos Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac, Samaria-Luna, Abkatún-Pol-Chuc, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. En los campos asignados a los COPF cada contratista es responsable de estimar el volumen de reservas probadas. La auditoría llevada a cabo por las firmas de ingenieros independientes consiste principalmente en lo siguiente: (i) El análisis de los datos históricos estáticos y dinámicos del yacimiento, proporcionados por PEMEX; (ii) Construcción o actualización de los modelos de caracterización estática y dinámica de los campos mexicanos; (iii) Análisis económico de los campos seleccionados y (iv) Revisión de la producción pronosticada y la estimación de las reservas.

Debido a que las estimaciones de reservas son por definición, una estimación no se puede verificar su exactitud. Pero los ingenieros independientes llevan a cabo una revisión detallada de las reservas estimadas, para expresar una opinión sobre si, en su conjunto, las reservas estimadas por PEMEX son razonables, determinadas y presentadas de conformidad con los métodos y procedimientos de valuación de ingeniería petrolera generalmente aceptados.

Todos los cuestionamientos, incluyendo las sugerencias de modificación a las reservas estimadas que surgieron durante el proceso de revisión de las Firmas de Ingenieros independientes fueron atendidos en su momento por PEMEX, a la entera satisfacción de las Firmas. De tal forma que las Firmas de Ingenieros Independientes concluyeron que los volúmenes totales de las reservas probadas de crudo y gas de PEMEX, en su conjunto, han sido preparadas razonablemente conforme a la Regla 4-10 (a) de la Regulación S-X de la SEC, siendo consistentes con las prácticas internacionales para reportar las reservas, y están de conformidad con las disposiciones para revelar las reservas revisadas de crudo y gas, de acuerdo con el ASC Topic 932.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	<u>2015</u>	<u>2014</u> (MMMpc)	<u>2013</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	10,292	11,079	11,424
Revisiones ⁽²⁾	(1,491)	95	630
Delimitaciones y descubrimientos	111	119	62
Producción	<u>(935)</u>	<u>(1,001)</u>	<u>(1,037)</u>
Al 31 de diciembre	<u><u>7,977</u></u>	<u><u>10,292</u></u>	<u><u>11,079</u></u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	5,725	7,141	7,360
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,252	3,151	3,719

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

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

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

Reservas de gas seco

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

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

(1) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos y revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y efectos por cambios en los precios de los hidrocarburos también.

(2) La producción se refiere al gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un encogimiento en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

La Tasa de Restitución de Reserva (TRR) para un período se calcula dividiendo la suma total de reservas probadas, generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones de las reservas entre la producción total del período. Durante el año 2015, 120 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas fueron descubiertos, sin embargo, este volumen no fue suficiente para compensar las reducciones en las reservas por revisión, limitación, desarrollo y la producción durante 2015, es por eso que durante 2015 no hubo restitución de las reservas probadas. LA TRR del ejercicio 2014 fue de 18.0%.

La relación reserva-producción (RRP), la cual resulta de dividir las reservas remanentes al final del año que corresponde, entre el total de la producción de hidrocarburos de ese año, resultó de 8.1 años para las reservas probadas al 31 de diciembre de 2015, lo que representa una disminución del 15.6% comparada con la RRP del 2014 de 9.6 años.

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

Las tablas de medición estándar que se presentan a continuación se refieren a las reservas probadas de crudo y gas, excluyendo las reservas probadas que están programadas para iniciar su producción a partir del año 2041. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.

Los flujos de efectivo futuros de la producción estimados, se calculan aplicado los precios promedio del crudo y del gas al primer día de cada mes del año 2015. Los costos de desarrollo y producción son aquellos gastos futuros estimados, necesarios para desarrollar y producir las reservas probadas al fin de año, después de aplicar una tasa de descuento del 10% a los flujos netos de efectivo, considerando condiciones económicas constantes al cierre de año.

Los gastos futuros por impuestos se calculan aplicando las tasas de impuestos y derechos aplicables, considerando las tasas de impuestos y derechos del nuevo régimen fiscal de PEP, vigente para el ejercicio 2015 a los flujos de efectivos netos futuros antes de impuestos relativos a las reservas probadas de petróleo y gas.

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

La medida estándar proporcionada más abajo representa únicamente un valor de evaluación comparativo, no es una estimación de los flujos futuros de efectivo esperados o el valor justo de los derechos de producción de PEMEX. Existen innumerables incertidumbres en la estimación de las cantidades de reservas probadas y en la proyección de tasas futuras de producción y del tiempo de la erogación de gastos, incluyendo muchos factores más allá del control del productor. En consecuencia las estimaciones de reservas pueden diferir materialmente de las cantidades de petróleo y gas que finalmente sean recuperadas.

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

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

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

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

Cambios en la medición estándar de flujo futuros de efectivos netos

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

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

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

En el cálculo de los importes correspondientes a cada factor de cambio, los efectos de las variaciones en precios y costos se calculan antes de los efectos de los cambios en las cantidades. En consecuencia, los cambios en las reservas se calculan a precios y los costos al 31 de diciembre.

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

8.2. 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
Pemex Procurement International, Inc.	100.000 Directo
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.
Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.	49.000 Directo**
Unión de Crédito de la Industria de la Construcción, S.A. de C.V.	3.850 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*
Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Transportadora del Norte SH, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
TDF, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Gasoductos del Sureste, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Gasoductos del Noreste, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Gasoductos Ingeniería, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Gasoductos Servicios Subholding, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
Gasoductos Servicios Corporativos, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind.
CH4 Energía, S.A. de C. V.	50.000 Ind.
Mex Gas Internacional, S.L.	100.000 Ind.
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.	30.000 Ind.
TAG Transistmico, S. de R.L. de C.V.	100.000 Ind.
Sierrita Gas Pipelines, LLC	35.000 Ind.
NET Mexico Pipeline Partners, LLC	10.000 Ind.
Pasco International Limited	100.000 Ind.
Pasco Terminals, Inc.	100.000 Ind.
Terrenos para Industrias, S.A.	100.000 Ind.
P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V.	100.000 Ind.**

Empresas con participación de Pemex-Exploración y Producción

Empresa	% Participación*
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.	60.000 Ind.
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.	40.000 Ind.
P.M.I. Marine Limited	100.000 Ind.
PEMEX USA, Inc.	100.000 Ind.
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.	100.000 Ind.
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.	44.090 Ind.
PMV Minera, S.A. de C.V.	44.090 Ind.
Mexichem Cogeneración Uno, S.A. de C.V.	0.0001 Ind.

Empresas con participación de Pemex Fertilizantes

Empresa	% Participación*
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	100.000 Ind.
PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	100.000 Ind.

Empresas con participación de Pemex Cogeneración y Servicios

Empresa	% Participación*
Mex Gas Cogeneración, S.L.	100.000 Ind.
PMX Cogeneración, 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 Probables
3P	Reservas Posibles
2D	Bidimensionales
3D	Tridimensionales
AA	Administración Ambiental
ADEFAS	Adeudos de ejercicios fiscales anteriores
ASA	Aeropuertos y Servicios Auxiliares
ASP	Administración de la Seguridad de los Procesos
AST	Administración de Salud en el Trabajo
BTX	Benceno, Tolueno y Xileno
CO ₂	Bióxido de carbono
CCAC	Climate and Clean Air Coalition
CEE	Contratos de Exploración y Extracción
CENAGAS	Centro Nacional de Control de Gas Natural
CENDI	Centro de Desarrollo Infantil
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEP	Contratos Integrales de Exploración y Producción
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO	Confiabilidad Operativa
COPF	Contrato de Obra Pública Financiada
COSO	Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission
CPG	Complejo Procesador de Gas
<i>Crackers</i>	Plantas de desintegración catalítica
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DUC	Derechos por Utilidad Compartida
ECA	Créditos Garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación
EDC	Equivalent Distillation Capacity
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
FICOLAVI	Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda
FOLAPE	Fondo Laboral Pemex
GEI	Gases de efecto invernadero
GGFR	Alianza Global para la Reducción de Quema de Gas
GMI	Global Methane Initiative
IEPS	Impuesto Especial sobre Productos y Servicios
IFD	Instrumentos financieros derivados
IGAE	Índice Global de la Actividad Económica
INAI	Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales

Acrónimo	Significado
INPC	Índice Nacional de Precios al Consumidor
IPC	Ingeniería, Procura y Construcción
IPNP	Índice de Paros No Programados
LFTAIPG	Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental
LIBOR	London Interbank Offered Rate
MARE	Marco de Administración de Riesgos Empresariales
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
NO _x	Óxidos de nitrógeno
OBCE	Open Book Cost Estimation
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OGCI	Oil and Gas Climate Initiative
OGP	International Association Oil and Gas Producers
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PACMA	Programa Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente
PCS	Pemex Cogeneración y Servicios
PE	Pemex Etileno
PECC	Programa Especial de Cambio Climático
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PEP	Pemex-Exploración y Producción
PF	Pemex Fertilizantes
PGPB	Pemex-Gas y Petroquímica Básica
<i>Plays</i>	Grupos de prospectos de campo que comparten similitudes geológicas
PLOG	Pemex Logística
PMI	P.M.I. Pemex Comercio Internacional, S.A. de C.V.
PPQ	Pemex-Petroquímica
PPS	Pemex Perforación y Servicios
PR	Pemex-Refinación
PROA	Programas, obras y acciones
PROFEPA	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
PTRI	Pemex Transformación Industrial
SEDESOL	Secretaría de Desarrollo Social
SEGOB	Secretaría de Gobernación
SENER	Secretaría de Energía
SEP	Secretaría de Educación Pública
SFP	Secretaría de la Función Pública
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SO _x	Óxidos de azufre
SSPA	Sistema de Seguridad y Protección Ambiental
TAD	Terminal de Almacenamiento y Despacho

Acrónimo	Significado
TIE	Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio
UBA	Ultra bajo azufre
UDI	Unidades de Inversión
ULSG	Unidades hidrodesulfuradoras de gasolina catalítica
UNEP	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
WTI	West Texas Intermediate

Unidad de medida	Significado
bpce	barriles de petróleo crudo equivalente
Btu	British Thermal Unit
GJ	gigajoule
ha	hectárea
km	kilómetro
km ²	kilómetro cuadrado
m	metros
Mb	miles de barriles
Mbd	miles de barriles diarios
Mhp	miles de caballos de fuerza
Mm ³	miles de metros cúbicos
MMb	millones de barriles
MMbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMm ³	millones de metros cúbicos
MMMbpce	miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMMpc	miles de millones de pies cúbicos
MMpcd	millones de pies cúbicos diarios
MMt	millones de toneladas
Mt	miles de toneladas
Mta	miles de toneladas anuales
MXN	peso mexicano
ton	tonelada
USD	dólar de Estados Unidos

