



PETRÓLEOS MEXICANOS
Informe Anual 2014

Abril 2015

PRESENTACIÓN

El Director General de Petróleos Mexicanos presenta el Informe Anual 2014 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.

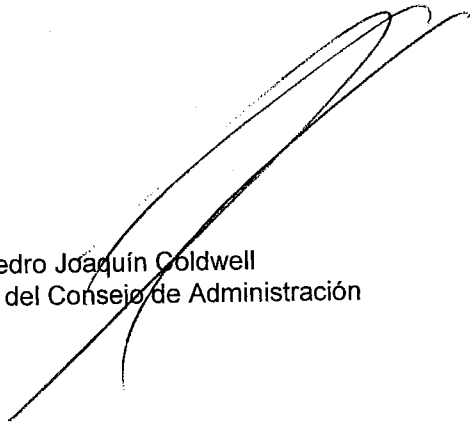
El informe incluye un reporte sobre la marcha de Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (estructura vigente al cierre de 2014) y sobre los principales proyectos existentes. Este documento emplea indicadores o parámetros usuales a nivel internacional en la medición de los resultados y está vinculado a los objetivos y metas fijados en el Plan de Negocios.

Presenta los principales estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios 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 e incluyen la explicación y declaración de las principales políticas y criterios contables y de información seguidos en la preparación de la información financiera.

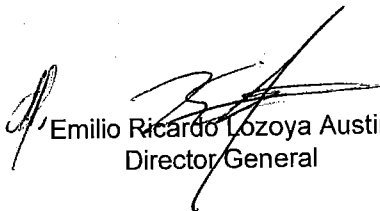
Incorpora un informe sobre el ejercicio del presupuesto, tanto de ingresos como de egresos, considerando el cumplimiento de las metas establecidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2014 para Petróleos Mexicanos, que sirven como marco de referencia para la elaboración de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

Incluye las desviaciones de los contratos relacionados con los principales proyectos de inversión al cierre de 2014 y su comparación con el año previo.

Este Informe Anual 2014 de Petróleos Mexicanos, cuenta con la opinión del Comité de Auditoría y con la aprobación del Consejo de Administración, y se presenta conforme a lo estipulado en el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos.



Pedro Joaquín Coldwell
Presidente del Consejo de Administración



Emilio Ricardo Lozoya Austin
Director General

ÍNDICE**Salvuardas**

Resumen Ejecutivo	6
1. Perfil de Petróleos Mexicanos	15
2. Impacto de la Reforma Energética	18
3. Entorno internacional 2014	21
4. Informe de Petróleos Mexicanos	25
4.1. Información financiera	25
4.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	34
4.3. Estado del régimen de pensiones	39
4.4. Ejercicio del presupuesto	39
5. Informe de los Organismos Subsidiarios	46
5.1. Pemex-Exploración y Producción	46
5.2. Pemex-Refinación	52
5.3. Pemex-Gas y Petroquímica Básica	55
5.4. Pemex-Petroquímica	57
6. Otros temas relevantes	59
6.1. Gobierno corporativo	59
6.1.1. Órganos de gobierno	59
6.1.2. Estructura corporativa	60
6.2. Donativos y donaciones	61
6.3. Transparencia y rendición de cuentas	63
6.4. Enajenación de bienes muebles e inmuebles	65
6.5. Seguridad industrial y protección ambiental	67
6.5.1. Seguridad industrial	67
6.5.2. Protección ambiental	70
7. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos	76
Anexo 1 Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios	
Anexo 2 Dictamen del Auditor Externo a los Estados Financieros Consolidados 2014-2013 de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias bajo Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)	
Anexo 3 Donativos y donaciones	
Anexo 4 Cumplimiento de las metas 2014	

Salvaguardas

Variaciones

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

Redondeo

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

Información financiera

La información financiera presentada en este informe está elaborada de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS, por sus siglas en inglés), al igual que la que se presenta ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores. La información financiera hasta el cierre de 2014, elaborada bajo NIIF incluye en su consolidación a los Organismos Subsidiarios y a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos (también conocidas como empresas filiales). Es importante mencionar que los contratos de crédito vigentes no incluyen compromisos financieros o causales de incumplimiento que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo.

La información operativa se presenta bajo el criterio de línea de negocio, es decir, por el total de cada producto elaborado por los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos en su conjunto.

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los Estados Unidos se han realizado al tipo de cambio prevaeciente al 31 de diciembre de 2014 de MXN 14.7180 =USD 1.00. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los Estados Unidos al tipo de cambio utilizado.

Proyecciones

Este documento contiene proyecciones que pueden describir, entre otras:

- Actividades de exploración y producción, incluyendo perforación;
- Actividades relacionadas con importación, exportación, refinación, petroquímicos y transporte de petróleo crudo, gas natural, petrolíferos y otros hidrocarburos;
- Proyecciones y objetivos de inversión, ingresos y costos, compromisos; y
- Liquidez y fuentes de financiamiento.

Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera del control de Petróleos Mexicanos. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:

- Cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural;
- Variaciones en los tipos de cambio del peso mexicano respecto de cualquier divisa extranjera;
- Efectos por competencia, incluyendo la habilidad de Petróleos Mexicanos para contratar y retener personal talentoso;
- Limitaciones en el acceso a recursos financieros en términos competitivos;
- La habilidad de Petróleos Mexicanos para encontrar, adquirir o ganar acceso a reservas adicionales de hidrocarburos y a desarrollar reservas;
- Incertidumbres inherentes a la elaboración de estimaciones de reservas de crudo y gas, incluyendo aquellas descubiertas recientemente;
- Dificultades técnicas;
- Desarrollos significativos en la economía global;
- Eventos significativos en México de tipo político o económico, incluyendo posibles acontecimientos relacionados a la implementación del Decreto de la Reforma Energética;
- Desarrollo de eventos que afecten el sector energético y;
- Cambios en el marco legal y regulatorio, incluyendo regulación fiscal y ambiental.

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

Resumen ejecutivo

1. Perfil de Petróleos Mexicanos.

En el transcurso de 2014 Petróleos Mexicanos inició un complejo proceso de transformación, en el marco de las acciones encaminadas a la aplicación de la Reforma Energética, que permitieron dar los pasos para su constitución como Empresa Productiva del Estado, cuyo objeto es la creación de valor económico y el incremento de los ingresos de la nación, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental. Este proceso de transformación, que continúa en marcha para la empresa y para el país, permitirá enfrentar con éxito la competencia en toda la cadena de valor.

Para este proceso de transformaciones, Petróleos Mexicanos contempla los siguientes ejes de acción: enfocar el portafolio de negocios a las actividades sustantivas y de alta rentabilidad; implementar un modelo de negocios basado en la gestión por procesos; implementar un sistema para la administración de la excelencia operativa, y finalmente, crear una cultura de alto desempeño.

En este nuevo contexto de transformaciones se redefinió la Razón de Ser y la Misión de la empresa, en los siguientes términos:

Razón de ser

Maximizar el valor del petróleo para México

Misión

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

2. Impacto de la Reforma Energética.

En este capítulo se describe el impacto de la Reforma Energética en la empresa, dado que genera una profunda transformación del marco jurídico en el que opera, incluyendo modificaciones trascendentales en el régimen fiscal de la misma, de su gobierno corporativo y de sus mecanismos de control interno. Destaca que, un elemento trascendente de esta, es la libertad que le otorga para buscar esquemas de colaboración con otras empresas, con el objeto de que la consoliden como empresa productiva y moderna, potenciando su capacidad de inversión, atrayendo capital y compartiendo con ella, los riesgos de los proyectos.

Con la transformación de Petróleos Mexicanos en una Empresa Productiva del Estado, su autonomía presupuestal y de gestión se busca garantizar que tanto el Estado como los particulares participen y compitan en condiciones similares en las actividades del sector energético, en beneficio del país y los consumidores.

Los artículos transitorios del Decreto de la Reforma Energética previeron un proceso denominado Ronda Cero, fase en la que el Gobierno Federal evaluó las capacidades técnicas, financieras y de ejecución en ese momento de Petróleos Mexicanos y le

adjudico áreas y campos en fase de producción y desarrollo de petróleo crudo, así como áreas en exploración, que permanecen en manos de la empresa.

El desarrollo de las reservas que fueron asignadas en la Ronda Cero, le permitirán mantenerse como una empresa líder en el sector, proporcionándole los recursos a explotar, considerando su nivel de producción anual, por un periodo superior a 20 años. También señalan que el derecho de desarrollar las reservas asignadas está sujeto a que Petróleos Mexicanos pueda cumplir con el plan de trabajos e inversión establecido para dichos efectos, mismo que fue preparado con las condiciones señaladas. Petróleos Mexicanos podría perder el derecho para la extracción de estas reservas si no cumple con el plan de exploración establecido. La baja en los precios de crudo experimentada a partir del cuarto trimestre de 2014 está teniendo en la industria global y en el propio Petróleos Mexicanos efectos negativos que provocarán un recorte a los presupuestos de inversión a corto y largo plazo.

Por otro lado se señalan otros cambios importantes en el entorno del resto de las actividades que desarrolla la empresa y que sin lugar a duda afectarán su actividad y rentabilidad. Como consecuencia de ellos, en la actualidad se llevan a cabo trabajos de valoración de los activos que se le quitaron que podrían generar los recursos que apoyarán las exigencias de inversión en todas las áreas de la empresa.

3. Entorno internacional

En 2014, los precios de referencia de los crudos marcadores en el mercado internacional de hidrocarburos registraron un comportamiento variable durante el primer semestre debido a las coyunturas económicas y políticas existentes, con un fuerte declive a partir del segundo semestre, el cual se agudizó de manera notable al final del año, debido a un exceso en la oferta de crudo

El precio de la mezcla mexicana siguió una tendencia similar a la de los crudos marcadores y promedió en el año 86.00 dólares por barril, 12.6% menor al precio de 2013. Al igual que en los crudos marcadores, en el mes de junio estos crudos alcanzaron su precio más alto, 98.79 dólares por barril para la mezcla mexicana de exportación, cerrando en 45.45 dólares el último día del año. Por otro lado, en 2014 el precio promedio de referencia internacional del gas natural se ubicó en 4.26 dólares por millón de Btu, que representó un incremento de 0.75 dólares. Por lo que se refiere al precio de los petrolíferos, estos mostraron el efecto de la caída del crudo y disminuyeron sus precios el último trimestre del año, al igual que en el caso de los petroquímicos.

4. Informe de Petróleos Mexicanos

2014 fue para Petróleos Mexicanos uno de los años con mayores retos de la historia reciente. Entre otros, la Reforma Energética exigió un trabajo arduo de preparación de las bases que sustentaron la asignación de áreas de exploración y extracción de petróleo en el contexto de la Ronda Cero. En el contexto de la Reforma, además se

tuvo que preparar la propuesta de reestructura para transformar tanto a Petróleos Mexicanos como a sus Organismos Subsidiarios en Empresas Productivas.

Al tiempo que se desarrollaban los trabajos mencionados, en el ámbito de Pemex-Exploración y Producción, se realizaron los trabajos para presentar la solicitud de migración de los Contratos Integrales de Exploración y Producción y Contratos de Obra Pública Financiada, que actualmente explotan asignaciones, a los nuevos contratos definidos en los términos de la Ley de Hidrocarburos.

Por lo que se refiere a las actividades de producción de petróleo y gas, éstas exigieron una importante atención ya que los volúmenes producidos mostraron una reducción mayor que la experimentada en los últimos años. Cantarell, al igual que otros campos productores importantes, mostraron el comportamiento natural de su madurez avanzada. En una estrategia que buscaba disminuir la declinación de la producción provocó problemas puntuales en la calidad del crudo lo que generó reclamos y castigos en su precio y afectó la operación de refinación. A la fecha estos problemas están resueltos.

Por otro lado, en la medida en que los precios internacionales de petróleo crudo y del gas natural disminuyeron, la empresa empezó a mostrar las consecuencias en sus finanzas. Cada vez que los precios disminuyen se obtienen menores ingresos por ventas de exportación y menores rendimientos debido a que los costos de la Entidad se mantienen. Como resultado se afectaron los resultados de operación de Petróleos Mexicanos su situación financiera además de afectar las estimaciones de reservas de hidrocarburos de México. En la actualidad la empresa trabaja en distintas estrategias para reducir sus costos y mejorar su eficiencia operativa con el propósito de disminuir el efecto en sus resultados.

Las actividades de transformación por su parte, enfrentaron algunos hechos relevantes. La reducción de los insumos provistos por Pemex-Exploración y Producción impactaron el procesamiento de gas y la elaboración de sus productos derivados, generando una menor producción y consecuentemente una disminución en sus resultados. Sin embargo, se tuvo éxito en el plan de contingencia acordado con la Secretaría de Energía que desapareció las etapas de escasez de gas, lo que llevó, en un buen número de ocasiones, a frenar la actividad industrial.

En lo concerniente al proceso de refinación, ante la expectativa de buenos márgenes para sus productos, se desarrolló una estrategia destinada a mejorar la eficiencia operativa del Sistema Nacional de Refinación y con ella la disminución de los paros no programados. Desafortunadamente, los resultados se vieron opacados por el impacto generado por los crudos con problemas de calidad en las plantas. Esta situación ya ha sido resuelta y se esperan mucho mejores resultados hacia adelante.

4.1. Información financiera

Los resultados financieros de Petróleos Mexicanos en 2014 reflejan tanto los retos individuales como los factores que afectaron a la industria petrolera. En este sentido,

se registró una pérdida neta de 265.5 mil millones de pesos en 2014, principalmente por la disminución en ventas y en otros ingresos netos y la pérdida cambiaria registrada como consecuencia de la depreciación del peso frente al dólar en 2014 y una reducción en la carga impositiva que no llegó a compensar la reducción de los ingresos. Adicionalmente, la tendencia a la baja en el precio del petróleo crudo y sus derivados, aunado al aumento en los gastos generales, tuvo un impacto importante en los resultados financieros de Petróleos Mexicanos.

4.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

El endeudamiento neto aprobado para Petróleos Mexicanos para el ejercicio fiscal 2014 alcanzó 223.6 miles de millones de pesos. En este apartado se muestran las principales operaciones de captación y amortización, así como la calificación otorgada por las principales compañías calificadoras que para moneda nacional son las más elevadas y muy destacadas para moneda extranjera.

4.3. Estado del régimen de pensiones

Los costos netos del periodo por concepto de beneficios a los empleados en 2014 ascendió a 121.7 miles de millones de pesos por lo que el saldo de la reserva de beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2014 se ubicó en 1,474.1 miles de millones de pesos.

4.4. Ejercicio del presupuesto

En lo que se refiere al ejercicio del presupuesto, en esta sección se presenta un resumen de 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 de 2014, así como de la evolución que las necesidades netas de recursos mostró durante el año, lo que se manifestó en adecuaciones presupuestales aprobadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y, finalmente, de la manera como se registró la carátula del ejercicio en flujo de efectivo.

5. Informe de los Organismos Subsidiarios

Petróleos Mexicanos,, además de realizar las tareas de dirección estratégica y coordinación de los Organismos Subsidiarios les presta diversos servicios mientras que estos últimos se enfocan en sus actividades sustantivas.

5.1. Pemex-Exploración y Producción

En los últimos años la inversión de Pemex-Exploración y Producción ha alcanzado máximos históricos. Esta se ha orientado a estabilizar la producción declinante y a identificar e incorporar nuevos recursos cada vez más complejos y difíciles de explotar.

Los retos más importantes de la empresa en este periodo fueron: incorporar reservas y mantener la producción; operar eficientemente los yacimientos actuales y, finalmente,

estudiar lo necesario para lograr asociaciones y alianzas con compañías internacionales que le permitan acceder a nuevo capital y tecnología.

En este contexto, el programa de inversión de Pemex-Exploración y Producción buscó enfrentar los retos. En términos nominales, la inversión de capital en actividades de exploración y producción se incrementó en un 4.5% en 2014. Como resultado de la inversión que se llevó a cabo en años anteriores, se tuvieron los siguientes resultados, la producción total de hidrocarburos alcanzó un nivel de aproximadamente 1,291 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 2014. La producción de petróleo crudo disminuyó 3.7% de 2013 a 2014, promediando 2,428.8 miles de barriles diarios en 2014; la producción de gas natural aumentó 2.5% de 2013 a 2014, promediando 6,531.9 millones de pies cúbicos diarios en este periodo; La perforación exploratoria disminuyó 36.8%, de 38 pozos exploratorios terminados en 2013 a 24 pozos exploratorios terminados.

La mayor parte de la producción es crudo Maya e Istmo. En 2014, el 52% de la producción total fue crudo pesado y el 48% de crudos ligeros y superligeros. Las regiones marinas producen principalmente crudo pesado (62.7%), aunque también producen volúmenes importantes de crudos ligeros (37.3%).

La tasa de restitución de reservas probadas en 2014 fue de 67.4%, 0.4 puntos porcentuales menos que la de 2013. La relación reserva-producción que resulta de dividir las reservas remanentes al final del año que corresponde, entre el total de la producción de hidrocarburos del mismo año, resultó de 9.6 años para las reservas probadas al 31 de diciembre de 2014, lo que representa una disminución de 4.9% comparada con la de 2013.

La estimación de reservas totales al 31 de diciembre de 2014 alcanzó 37,405 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de este volumen 13,017 millones corresponden a reservas probadas, 9,966 millones a reservas probables y 14,421 millones a reservas posibles.

Durante 2014 se invirtieron 186,986 millones de pesos, es decir, el 84.2% de la inversión total de Pemex-Exploración y Producción en actividades de desarrollo, lo que representó un incremento de 3.7% con respecto a los 180,377 millones de pesos invertidos en actividades de desarrollo en 2013.

5.2. Pemex-Refinación

Los principales retos que enfrenta la empresa son: el acceso a recursos suficientes para invertir; lograr una operación eficiente del SNR; cumplir con la normatividad ambiental; y finalmente, disminuir las afectaciones derivadas del mercado ilícito de combustibles.

El abasto de petrolíferos a la población se ha realizado sin interrupción, aunque ha sido necesario incrementar las importaciones de combustibles, especialmente de gasolina regular y diesel de bajo azufre

En 2014, Pemex-Refinación produjo 1,206 miles de barriles diarios de productos refinados, una disminución de 5.5% en comparación con el nivel de 2013, misma que se debió principalmente a un menor proceso de crudo y a problemas operativos en el SNR. La disminución del proceso de crudo se debió principalmente a una reducción de 5.5% en el volumen de petróleo crudo suministrado, derivado de una baja en la producción de petróleo crudo en el año.

El valor de las ventas de refinados en el país aumentó 1.4% (10,587 millones de pesos) por un aumento del 5.8% en las ventas nacionales de gasolina y de 6.7% en las de diesel, básicamente por mayores precios en 2014. Sin embargo, este incremento fue parcialmente contrarrestado por una disminución de 40% en las ventas de combustóleo y menores precios internacionales de productos refinados.

En 2014 la empresa invirtió 39,767 millones de pesos, un incremento del 32% respecto de 2013. De los 39,767 millones de pesos invertidos, Pemex-Refinación asignó 878 millones de pesos a la refinería de Tula, Hidalgo, 8,003 millones de pesos a calidad de combustibles, 1,310 millones de pesos a la conversión de residuales de la refinería de Salamanca, 326 millones de pesos al poliducto Tuxpan y a terminales de almacenamiento y distribución y, 29,250 millones de pesos a otros proyectos.

5.3. Pemex-Gas y Petroquímica Básica

Los principales retos que enfrenta el organismo son: mantener una infraestructura insuficiente para el suministro de productos y mantener los niveles de producción pese a las restricciones en disponibilidad de materia prima y la variabilidad de su calidad.

El gas natural húmedo procesado por Pemex-Gas y Petroquímica Básica disminuyó 1.4%, a 4,343 millones de pies cúbicos diarios en 2014.

Petróleos Mexicanos empleó 39.7% de la disponibilidad de gas seco del organismo, mientras que el sector industrial-distribuidor utilizó 21.1%, el sector eléctrico 31.5%, el sector de autogeneración de electricidad 2.6% y el sector de comercializadores 5.1%.

El gas seco destinado a consumo nacional fue de 5,727 millones de pies cúbicos diarios, 0.1% menos que en 2013. En la segunda parte de 2013 y durante todo 2014 el organismo importó 19 embarques de gas natural licuado. Este gas natural ha sido inyectado al Sistema Nacional de Gasoductos con lo cual ya no se han presentado las denominadas "alertas críticas". En el mediano plazo, se está llevando a cabo la construcción de ductos y estaciones de compresión adicionales. Al respecto, en diciembre de 2014 fue inaugurada la primera fase del gasoducto Los Ramones. En el 2014, las importaciones de gas natural crecieron 5.3% .

El valor de las ventas aumentó 12.6%, al alcanzar 158,976.9 millones de pesos respecto a 2013. Este incremento es consecuencia principalmente de un aumento de 15.5% en las ventas nacionales de gas natural así como un crecimiento de 9.1% en las ventas internas del gas licuado de petróleo, debido básicamente a mayores precios de estos productos. Las ventas totales de petroquímicos realizadas por Pemex-Gas y

Petroquímica Básica se incrementaron 54.7% debido principalmente a las mayores ventas de azufre.

El organismo invirtió 7,549 millones de pesos en 2014. La inversión estuvo relacionada principalmente con proyectos para el proceso del gas natural y de los condensados, así como para el transporte y almacenamiento de otros productos.

5.4. Pemex-Petroquímica

El principal reto que enfrenta el organismo es revertir la escasez de recursos de inversión y el rezago tecnológico de la infraestructura petroquímica, que limita su competitividad. Con este objetivo busca efectuar un mayor número de asociaciones y alianzas en ciertas líneas de negocios. Un reto adicional genera la reducción en la disponibilidad de gas y petroquímicos provenientes del proceso de gas, lo que ha ocasionado una disminución en la producción de algunos petroquímicos.

En 2014, el valor de las ventas de los productos petroquímicos de Pemex-Petroquímica en el mercado interno se incrementó 6.7%, al alcanzar 28,293.6 millones de pesos.

El 9 de diciembre de 2014, se anunció una serie de iniciativas como parte de la estrategia para aumentar la producción de fertilizantes, incluyendo la integración de la cadena del gas-amoniaco-fertilizantes y la renovación de una planta de amoniaco ubicada en Camargo, Chihuahua, que había estado inactiva desde 2002. Se espera que este proyecto de renovación tenga un costo de 35 millones de dólares para producir aproximadamente 132 millones de toneladas de amoniaco por año, una vez que entre en funcionamiento.

6. Otros temas relevantes

6.1. Gobierno Corporativo

En el marco de la Reforma Energética y de acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos, el 7 de octubre de 2014 se integró el nuevo Consejo de Administración. Se integra por 10 consejeros, cinco de ellos del Gobierno Federal y cinco consejeros independientes. También se crearon cuatro comités de apoyo al Consejo.

El 18 de noviembre de 2014 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la reorganización corporativa, misma que incluye la transformación de los cuatro Organismos Subsidiarios actuales en dos empresas productivas subsidiarias. Pemex-Exploración y Producción se transformará en Pemex Exploración y Producción mientras que Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica se reorganizarán en Pemex Transformación Industrial. También se contempla la creación de cinco empresas productivas subsidiarias en funciones no centrales, las cuales eventualmente se transformarán en empresas filiales: Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Fertilizantes, y Pemex Etileno.

En este contexto se autorizó que el proceso de reorganización corporativa de la empresa se lleve a cabo de manera paulatina en tanto se generan las condiciones para su adecuada operación.

6.2. Donativos y donaciones

Cobró relevancia el apoyo prestado a estados no petroleros, en donde Petróleos Mexicanos también desarrolla importantes actividades de almacenamiento, transportación, distribución y comercialización con el objetivo de apoyarlos en la atención de afectaciones por fenómenos meteorológicos; fortalecer las relaciones de colaboración con los gobiernos estatales en materia de seguridad, combate al mercado ilícito de combustibles, disminuir las tomas clandestinas; y participar en los esfuerzos del Gobierno Federal para el cumplimiento del Plan Michoacán.

Se autorizaron 2,856.6 millones de pesos de donativos y donaciones: 28 donativos (250 millones de pesos en efectivo) y 368 donaciones (2,606.6 millones de pesos en especie). Al cierre del año, el avance en la entrega de estos recursos fue de 22.25%. Esta información se amplía en el Anexo 3.

En 2014 el Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA) inició su etapa de implementación en todo Petróleos Mexicanos. Tiene como objetivo ejecutar Programas, Obras y Acciones (PROA's) con impacto directo en las comunidades petroleras.

6.3. Transparencia y rendición de cuentas

En cumplimiento a las obligaciones establecidas en la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental (LFTAIPG), Petróleos Mexicanos atendió las solicitudes de información formuladas y actualizó su portal de obligaciones de transparencia, entre otras acciones.

6.4. Enajenación de bienes muebles e inmuebles

Las ventas anuales de los bienes muebles e inmuebles de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios presentaron un cumplimiento de 101.6% de la meta programada, con un ingreso neto acumulado de 476.6 millones de pesos. En atención a un acuerdo del Consejo de Administración se reporta en el Informe el cumplimiento del Programa de enajenación de bienes inmuebles de Petróleos Mexicanos.

6.5. Seguridad industrial y protección ambiental

6.5.1. Seguridad industrial

En 2014 se logró el mejor resultado histórico del índice de frecuencia de accidentes para el personal de Petróleos Mexicanos que se ubicó en 0.38 accidentes por millón de horas-hombre trabajadas, con una reducción de 33.3% con relación al año previo, mientras que el índice de gravedad disminuyó 21.9%, todo ello como resultado de las acciones desarrolladas en el marco del Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema Pemex-SSPA).

6.5.2. Protección ambiental

En 2014, disminuyeron 2.1% las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), en contraste, crecieron 26.2% en las emisiones de óxidos de azufre (SOx) debido a emisiones originadas por la declinación de pozos que utilizan nitrógeno para mejorar su producción.

Las emisiones de CO2 fueron 10.7% superiores respecto a 2013 por una mayor quema de gas amargo con alto contenido de nitrógeno en Ku-Maloob-Zaap, para atender esta situación, en último trimestre del año se incorporó infraestructura para manejo de gas. Como parte de las acciones vinculadas a disminuir vinculados a esta situación, se realiza la gestión de los proyectos para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) bajo el esquema del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), por lo que al cierre de año cuenta con dos proyectos de reducción de emisiones y tres Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas de México (NAMA), entre otras acciones.

El inventario final a diciembre de 2014 por 39.2 miles de toneladas fue 23.6% superior al de 2013 y el inventario de sitios contaminados fue 1,065.14 hectáreas al cierre de 2014, un incremento de 4.4% respecto a 2013.

Las fugas y derrames en ductos de Petróleos Mexicanos al cierre de 2014, presentaron un incremento de 4%, en comparación con 2013.

Anexo 1

Muestra Empresas Subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios al cierre de 2014, así como su porcentaje de participación.

Anexo 2

Presenta los estados financieros dictaminados bajo Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) que incluye la explicación y declaración de las principales políticas y criterios contables y de información seguidos en la preparación de la información financiera.

Anexo 3

Presenta las autorizaciones, la distribución regional, así como un informe sobre la donación de bienes muebles de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

Anexo 4

Presenta el cumplimiento de las metas 2014.

1. Perfil de Petróleos Mexicanos

En el transcurso de 2014 Petróleos Mexicanos inició un complejo proceso de transformación, en el marco de las acciones encaminadas a la aplicación de la Reforma Energética, que permitieron dar los pasos para su constitución como Empresa Productiva del Estado, cuyo objeto es la creación de valor económico y el incremento de los ingresos de la nación, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental.

Este proceso de transformación, que continúa en marcha para Petróleos Mexicanos y para el país, permitirá enfrentar con éxito la competencia en toda la cadena de valor.

Para este proceso de transformación, Petróleos Mexicanos contempla los siguientes ejes de acción:

- **Enfocar el portafolio de negocios a las actividades sustantivas y de alta rentabilidad.** Incluye determinar el portafolio de exploración y producción, así como de transformación industrial que maximice la rentabilidad de las inversiones y el valor de la empresa.
- **Implementar un modelo de negocios basado en la gestión por procesos.** Abarca el establecer principios básicos, implementar mejoras a los procesos de alto impacto, para elevar su eficiencia y permitir que las áreas de negocio se concentren en sus áreas sustantivas, diseñar una estructura de gobierno corporativo y una estructura organizacional alineadas al objetivo de maximizar el valor que genera la empresa y consolidar el sistema de control interno.
- **Implementar un sistema para la administración de la excelencia operativa.** Representa diseñar mecanismos que generen una cultura de excelencia en seguridad, garantizar la confiabilidad de las operaciones a través de mecanismos que permitan la gestión eficiente de los activos, optimizar el rendimiento financiero de las operaciones y diseñar una empresa responsable con el medio ambiente que contribuya al desarrollo de las comunidades donde interactúa.
- **Crear una cultura de alto desempeño.** Considera incorporar elementos en los hábitos, creencias, costumbres y valores de la organización para lograr el desempeño deseado, establecer mecanismos administrativos que fomenten la creación de valor en la organización y contar con el mejor talento.

En este nuevo contexto de transformaciones se redefinió la Razón de Ser y la Misión de la empresa, en los siguientes términos:

Razón de ser

Maximizar el valor del petróleo para México

Misión

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

Durante 2014 Petróleos Mexicanos contó con cuatro Organismos Subsidiarios, para realizar sus funciones:

- **Pemex-Exploración y Producción.** Realiza la exploración y aprovechamiento de las reservas de petróleo crudo y gas natural, así como el transporte de los mismos, su almacenamiento en terminales y comercialización de primera mano. Para llevar a cabo estas actividades existen cuatro regiones geográficas que abarcan la totalidad del territorio nacional: Región Norte, Región Sur (territorio continental), Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste (territorio marino).
- **Pemex-Refinación.** Lleva a cabo los procesos industriales de refinación de petróleo crudo, elaboración de productos petrolíferos y derivados, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano, teniendo también a su cargo la planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas privados, mexicanos para el establecimiento y operación de las estaciones de servicio que atienden bajo el esquema de franquicia el mercado al menudeo de combustibles automotrices.
- **Pemex-Gas y Petroquímica Básica.** Procesa el gas natural que recibe de Pemex-Exploración y Producción para obtener gas seco, gas licuado y productos petroquímicos básicos^{1/} que permitan satisfacer, de manera eficiente, segura y oportuna, la demanda nacional de estos productos. Asimismo, ofrecer a sus clientes industriales diversos servicios, entre los que se cuentan los mecanismos de coberturas de precios de gas natural.
- **Pemex-Petroquímica.** Elabora, comercializa y distribuye productos petroquímicos para satisfacer la demanda del mercado, teniendo como actividad fundamental la realización de los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas, guardando estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes y aditivos, entre otros.

Además, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios mantienen participación accionaria en diversas empresas. La relación completa de éstas así como su participación accionaria, directa o indirecta, se presenta en el Anexo 1, clasificada por Organismo Subsidiario.

1/ El 11 de agosto de 2014 se abrogó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, que en su Artículo 13 definía las materias primas que constitulan los petroquímicos básicos: 1) etano, 2) propano, 3) butanos, 4) pentanos, 5) hexano, 6) heptano, 7) materia prima para negro de humo, 8) naftas (gasolinas naturales) y 9) metano (este último cuando provenía de carburos de hidrógeno), obtenidos de yacimientos ubicados en territorio nacional y se utilizara como materia prima en los procesos industriales petroquímicos.

**Compañías subsidiarias que consolidan sus estados financieros con
Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios**

Grupo PMI	
<ul style="list-style-type: none"> - P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. - P.M.I. Trading Ltd. - P.M.I. Holdings North America, Inc. - P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. - P.M.I. Holdings B.V. - P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. - P.M.I. Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V. - P.M.I. Azufre Industrial, S.A. de C.V. - P.M.I. Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. 	<ul style="list-style-type: none"> - P.M.I. Services B.V. - P.M.I. Marine Ltd. - P.M.I. Services North America, Inc. - Pemex Internacional España, S.A. - P.M.I. Field Management Resources, S.L. - Hijos de J. Barreras, S.A. - Pemex Services Europe Ltd. ^{1/}
Otras empresas	Vehículos financieros
<ul style="list-style-type: none"> - Kot Insurance Company, A.G. - Pemex Procurement International, Inc. - Mex Gas Internacional, S.L. - PPQ Cadena Productiva, S.L. - Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V. - III Servicios, S.A. de C.V. - Pro-Agroindustria, S.A de C.V. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pemex Finance, Ltd.

1/ Consolidó hasta 2013.

El Grupo PMI tiene por objeto principal realizar operaciones comerciales de petróleo crudo y de productos en los mercados internacionales. Las empresas del grupo, 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.

Para llevar a cabo las actividades de la industria petrolera estatal, Petróleos Mexicanos cuenta con un capital humano conformado por personal altamente especializado en todas las disciplinas requeridas para alcanzar los objetivos planteados.

Al cierre de 2014, el total de plazas ocupadas en Petróleos Mexicanos fue 153,085, que representan una disminución de 1,689 plazas ocupadas (1.1%) en comparación con el cierre del año precedente.

Del número total de plazas, 88.9% eran definitivas y 11.1% temporales. Conforme a su situación contractual, 79.4% eran sindicalizadas y 20.6% de confianza.

Por organismo, 34.2% del total de plazas ocupadas correspondió a Pemex-Exploración y Producción, 31.1% a Pemex-Refinación, 17.6% al Corporativo de Petróleos Mexicanos, 8.8% a Pemex-Petroquímica y 8.3% a Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Para el desarrollo de sus actividades, la empresa cuenta con una extensa infraestructura para la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, 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.

2. Impacto de la Reforma Energética

La Reforma Energética implica una profunda transformación del marco jurídico en el que opera la empresa, incluyendo modificaciones trascendentales en el régimen fiscal de la misma, de su gobierno corporativo y de sus mecanismos de control interno. Uno de los aspectos más importantes del cambio en su marco jurídico es la libertad que logra para buscar esquemas de colaboración con otras empresas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras. Con ello se busca una organización que la consolide como empresa estatal productiva y moderna, que pueda realizar alianzas y asociaciones que permitan potenciar su capacidad de inversión, atrayendo capital y compartiendo los riesgos de los proyectos.

Se estima que la inversión en la industria petrolera nacional se incrementará substancialmente a raíz de la Reforma, y con ello, se generará un mayor ritmo de crecimiento económico y del empleo. Es importante señalar que se busca atraer capital y tecnología de punta, lo que generará un efecto positivo en la producción petrolera.

Con la transformación de Petróleos Mexicanos en una Empresa Productiva del Estado, con autonomía presupuestal y de gestión, se busca garantizar que tanto el Estado como los particulares participen y compitan en condiciones similares en las actividades del sector energético, en beneficio del país y los consumidores.

Los artículos transitorios del Decreto de la Reforma Energética previeron un proceso denominado Ronda Cero, fase en la que el Gobierno Federal evaluó las capacidades técnicas, financieras y de ejecución en ese momento de Petróleos Mexicanos, con el propósito de adjudicarle áreas y campos que estuviesen en fase de producción y desarrollo de petróleo crudo, así como definir, de entre aquellas áreas solicitadas en exploración, las que permanecerían en manos de la empresa.

El 13 de agosto de 2014, la Secretaría de Energía, como resultado de su evaluación adjudicó a Petróleos Mexicanos reservas probadas que totalizaron 10,292 millones de barriles de petróleo crudo, condensado y los hidrocarburos licuables, y 10,859 miles de millones de pies cúbicos de gas seco (95.1% de las reservas probadas del país). En términos de reservas probadas y probables se le asignó un volumen de 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (prácticamente 100% de lo solicitado en la Ronda Cero, 83% de las existentes). De los recursos prospectivos, se le asignaron 23,447 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (67% de lo solicitado y 21% del inventario de recursos prospectivos del país).

El desarrollo de las reservas que fueron asignadas a Petróleos Mexicanos en la Ronda Cero, le permitirán mantenerse como una empresa líder en el sector, proporcionándole los recursos a explotar, considerando su nivel de producción anual, por un periodo superior a 20 años^{2/}. Cabe mencionar que las reservas y recursos prospectivos ubicados en aguas profundas del Golfo de México y en los campos de petróleo y gas de

^{2/} Se refiere a los años que duraría la explotación al ritmo actual de las reservas probadas más probables.

lutitas en la cuenca de Burgos, demandarán inversiones significativas de capital y plantearán retos operativos importantes.

Conforme a los artículos transitorios del Decreto de la Reforma Energética, el derecho de desarrollar las reservas asignadas a través de la Ronda Cero está sujeto a que Petróleos Mexicanos pueda cumplir con el plan establecido para dichos efectos, mismo que fue preparado con las condiciones señaladas. Conviene destacar, sin embargo, que Petróleos Mexicanos no puede garantizar que tendrá o estará en posibilidades de obtener, en el tiempo esperado, los recursos suficientes que sean necesarios para explorar y extraer las reservas de las asignaciones adjudicadas, o en su caso, a través de los derechos que se le adjudiquen en el futuro. Petróleos Mexicanos podría perder el derecho para la extracción de estas reservas si no cumple con el plan de exploración establecido. La baja en los precios de crudo experimentada a partir del cuarto trimestre de 2014 tiene en la industria global y en el propio Petróleos Mexicanos efectos negativos que provocaron un recorte a los presupuestos de inversión a corto y largo plazo. Adicionalmente, el aumento en la competencia en el sector de petróleo crudo y gas en México puede incrementar los costos para la obtención de campos adicionales en las licitaciones por los derechos sobre nuevas reservas.

La capacidad de Petróleos Mexicanos para hacer estas inversiones está limitada, entre otros aspectos, por la cantidad de impuestos y derechos que se pagan al Gobierno Federal y los decrementos cíclicos en sus ingresos debidos principalmente a la caída en los precios del petróleo como se menciona, y en general por todos aquellos factores que inciden en el ingreso y gastos financieros (tasa de interés, tipo de cambio, endeudamiento). Adicionalmente, restricciones a la disponibilidad de financiamiento podría limitar la capacidad de Petróleos Mexicanos para realizar las inversiones necesarias para mantener los niveles de producción actuales e incrementar las reservas probadas de hidrocarburos que puede extraer.

Por otro lado, la Reforma Energética contempla otros cambios importantes en el entorno del resto de las actividades que desarrolla la empresa y que sin lugar a duda afectará su actividad y rentabilidad. Dentro de los más relevantes está el establecimiento de permisos para llevar a cabo el almacenamiento, transporte y distribución por ducto de petróleo, gas y petrolíferos, así como de etano, propano, butano y naftas, la garantía del acceso abierto y en igualdad de circunstancias a la infraestructura de transporte (por ductos) y almacenamiento de hidrocarburos y de sus derivados y la emisión de regulación en la venta de primera mano de productos petrolíferos, que darán trato diferencial a Petróleos Mexicanos, por considerarlo preponderante, y buscarse la participación de otros agentes en el mercado en términos competitivos.

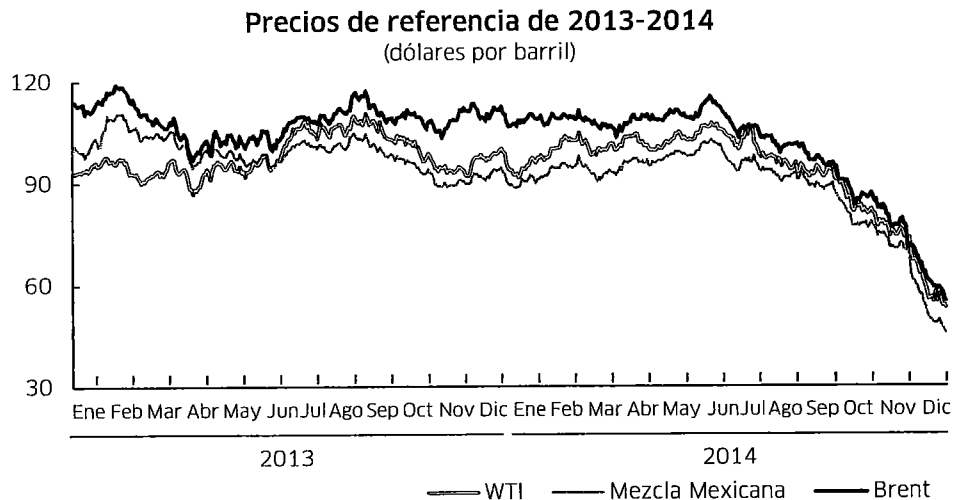
Finalmente, la Reforma Energética quitó a Petróleos Mexicanos, importantes activos productivos tanto de Pemex-Exploración y Producción como de Pemex-Gas y Petroquímica Básica. De acuerdo con este marco legal el Gobierno Federal deberá indemnizar a la empresa por esta afectación. Actualmente se llevan a cabo trabajos de

valoración de dichos activos y se espera que en un futuro cercano estos pagos generen los recursos que apoyarán las exigencias de inversión en todas las áreas de la empresa.

3. Entorno internacional 2014

Mercado petrolero internacional

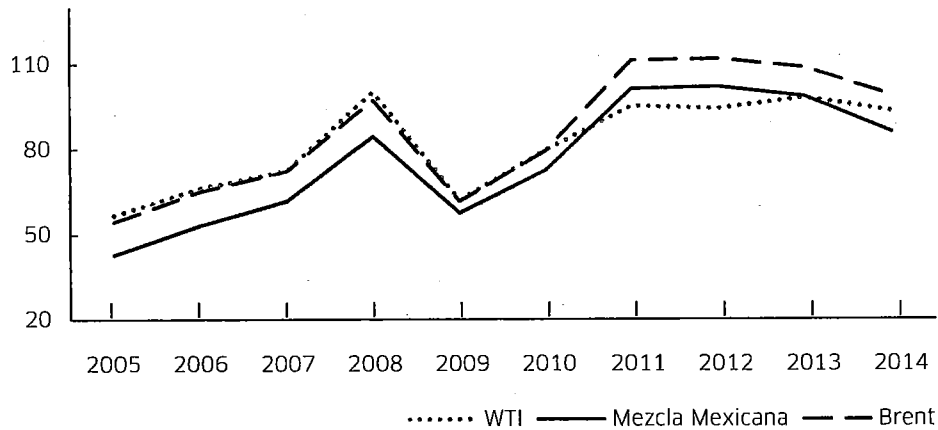
En 2014, los precios de referencia de los crudos marcadores en el mercado internacional de hidrocarburos registraron un comportamiento variable durante el primer semestre debido a las coyunturas económicas y políticas existentes, con un fuerte declive a partir del segundo semestre, el cual se agudizó de manera notable al final del año, debido a un exceso en la oferta de crudo.



Fuente: Base de Datos Institucional.

El precio del crudo *West Texas Intermediate* (WTI) promedió 93.28 dólares por barril, 4.8% menor al obtenido en 2013. En el caso del *Brent* del Mar del Norte, alcanzó un precio promedio de 98.95 dólares por barril, 8.9% inferior al año previo. El mayor diferencial del *Brent* respecto del WTI fue 13.32 dólares por barril en enero de 2014, mientras que en noviembre se redujo a 2.60 dólares por barril. Los precios de los crudos marcadores registraron un máximo en junio, el *Brent* alcanzó 111.65 dólares por barril y el WTI 105.24 dólares por barril. A partir del segundo semestre se inició una caída en los precios, misma que se agudizó en los dos últimos meses del año, de tal manera que al cierre de 2014, el *Brent* registró un precio de 54.98 dólares por barril, 50.1% inferior al registrado en igual periodo de 2013. En el caso del WTI presentó un precio de 53.05 dólares por barril, 46.2% inferior al cierre del año anterior.

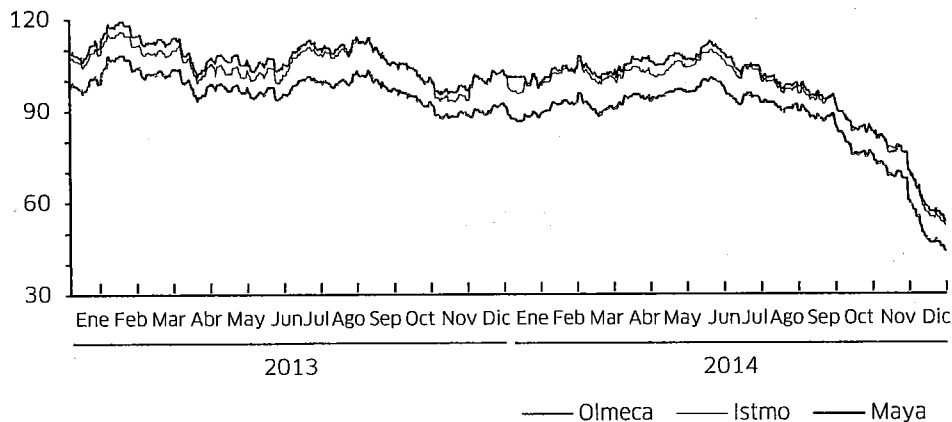
Precios de referencia 2005-2014 (dólares por barril)



Fuente: Base de Datos Institucional.

El precio de la mezcla mexicana siguió una tendencia similar a la de los crudos marcadores y promedió en el año 86.00 dólares por barril, 12.6% menor al precio de 2013. Por tipo de crudo, el Olmeca registró 93.83 dólares por barril, 13.1% menos, el Istmo 93.54 dólares y el Maya 84.36 dólares, mostrando una disminución de 10.7% y de 13%, respectivamente. Al igual que en los crudos marcadores, en el mes de junio estos crudos alcanzaron su precio más alto, 98.79 dólares por barril para la mezcla mexicana de exportación, llegando a cerrar en 45.45 dólares el último día del año.

Precio del crudo mexicano de exportación (dólares por barril)



Fuente: Base de Datos Institucional.

Entre los factores que contribuyeron a la caída del precio destacan el aumento en la oferta de petróleo por el auge de la producción de crudo de lutitas en EU; la caída en el crecimiento económico de China, segundo consumidor mundial de petróleo; la negativa de Arabia Saudita, el productor más importante de la OPEP, a reducir su producción para equilibrar el mercado; la disminución en la demanda de energéticos y el

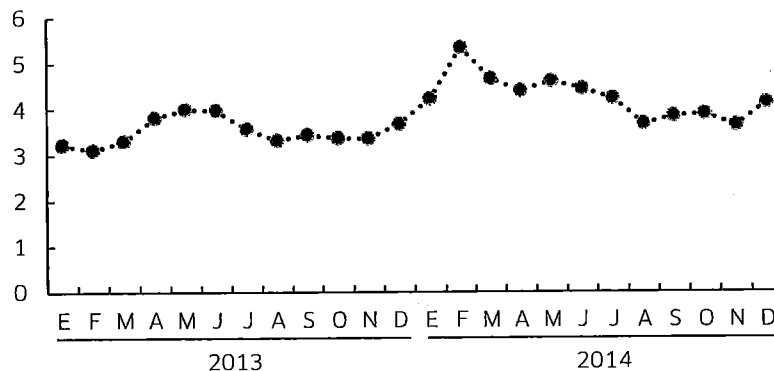
mantenimiento de expectativas pobres en materia de crecimiento económico de Japón y los países europeos; el incremento en la producción y exportación de crudo de Irak.

El elemento que ha atemperado la caída en el precio de los crudos marcadores ha sido el conflicto geopolítico tanto en el Medio Oriente como en África del Norte, lo que ha afectado el suministro de petróleo de la región; la reducción en la producción de crudo de Irán.

Precio internacional del gas natural

En 2014, el precio promedio de referencia internacional del gas natural^{3/} se ubicó en 4.26 dólares por millón de *British Thermal Unit* (Btu), que representó un incremento de 0.75 dólares por millón de Btu, dicho comportamiento se debió a las bajas temperaturas en EU en el primero y último trimestres del año.

Precio de referencia del gas natural
(dólares por millón de Btu)



Fuente: Base de Datos Institucional.

El gas natural continúa siendo el combustible de menor precio en el mercado. El diferencial de precios entre el gas natural y el combustóleo se mantuvo en niveles similares a los del año anterior, por lo que el gas natural fue 9.50 dólares por millón de Btu más barato; sin embargo, a finales del año el diferencial disminuyó por la caída en los precios del petróleo.

Productos refinados

Gasolinas

En los primeros nueve meses de 2014, los precios internacionales de gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México promediaron 274 centavos de dólar

^{3/} La directiva para calcular el precio de gas natural, incorpora las cotizaciones del gas en el mercado de referencia Henry Hub de Estados Unidos, el diferencial histórico entre las cotizaciones de los precios del gas en los mercados de referencia del sur de Texas, los cuales continúan siendo Texas Eastern Transmission Corp. (Tetco) y Tennessee Gas Pipeline Corp. (TGP). También considera los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas comparado con los costos de transporte en México.

por galón, mientras que el último cuatrimestre siguiendo la tendencia a la baja de los precios internacionales del petróleo crudo llegó a un precio de cierre de 130 centavos de dólar por galón. El precio promedio anual de la gasolina regular fue de 253.27 centavos de dólar por galón, 6.2% inferior al del año previo. El precio internacional de la gasolina premium mostró el mismo comportamiento aunque fue 11.2% superior al precio de la gasolina regular.

Diesel

En el 2014, el precio internacional del diesel promedió 265.41 centavos de dólar por galón, mostrando un comportamiento similar al del petróleo crudo, con una baja importante en el último trimestre de 2014. Su precio disminuyó en menor proporción al de las gasolinas, por un crecimiento de su demanda que sustituyó al consumo de combustóleo, naftas y líquidos del gas natural.

Petroquímicos

Polietilenos

Los precios internacionales del polietileno presentaron un incremento sostenido a lo largo del 2014, con una variación anual aproximada de 10%, principalmente por el incremento en la demanda del mercado asiático. A finales del año, dos meses después de la baja en el precio del petróleo, los precios del polietileno presentaron una caída por su causa.

Metanol

Durante 2014, los precios internacionales del metanol fueron influenciados principalmente por el comportamiento del mercado de China, que en el primer trimestre del año siguieron una tendencia al alza, mientras que en el segundo trimestre los precios cayeron como resultado de la situación macroeconómica de China y por restricciones ambientales en los combustibles automotrices. En diciembre los precios fueron 20% inferiores a un año antes.

4. Informe de Petr6leos Mexicanos

4.1 Informaci6n financiera

2014 fue para Petr6leos Mexicanos uno de los a6os con mayores retos de la historia reciente. Entre otros, la Reforma Energ6tica exigi6 un trabajo arduo de preparaci6n de las bases que sustentaron la asignaci6n de 6reas de exploraci6n y extracci6n de petr6leo en el contexto de la Ronda Cero. En el contexto de la Reforma, adem6s se tuvo que preparar la propuesta de reestructura para transformar tanto a Petr6leos Mexicanos como a sus Organismos Subsidiarios en Empresas Productivas.

Al tiempo que se desarrollaban los trabajos mencionados, en el 6mbito de Pemex-Exploraci6n y Producci6n, se realizaron los trabajos para presentar la solicitud de migraci6n de los Contratos Integrales de Exploraci6n y Producci6n y Contratos de Obra P6blica Financiada, que actualmente explotan asignaciones, a los nuevos contratos definidos en los t6rminos de la Ley de Hidrocarburos.

Por lo que se refiere a las actividades de producci6n de petr6leo y gas, 6stas exigieron una importante atenci6n ya que los vol6menes producidos mostraron una reducci6n mayor que la experimentada en los 6ltimos a6os. Cantarell, al igual que otros campos productores importantes, mostraron el comportamiento natural de su madurez avanzada. En una estrategia que buscaba disminuir la declinaci6n de la producci6n se experimentaron t6cnicas distintas a las tradicionales de est6mulo a los campos, provocando problemas puntuales en la calidad del crudo lo que, internacionalmente gener6 algunos reclamos y castigos en su precio, e internamente afect6 la operaci6n de refinaci6n. A la fecha estos problemas est6n resueltos.

Por otro lado, en la medida en que los precios internacionales de petr6leo crudo y del gas natural est6n sujetos a la oferta y demanda internacional y fluct6an como consecuencia de diversos factores que est6n fuera del control de Petr6leos Mexicanos, la empresa empez6 a mostrar las consecuencias en sus finanzas de la reducci6n sustantiva de los precios internacionales.

Cada vez que los precios disminuyen, Petr6leos Mexicanos obtiene menores ingresos por ventas de exportaci6n y, por lo tanto, menores rendimientos debido a que los costos de la Entidad en general se mantienen. Como resultado de lo anterior, las fluctuaciones en los precios internacionales del petr6leo crudo y del gas natural afectan directamente los resultados de operaci6n de Petr6leos Mexicanos, as6 como su situaci6n financiera y afectan las estimaciones de reservas de hidrocarburos de M6xico. En la actualidad la empresa trabaja en distintas estrategias para reducir sus costos, lo que le permitir6 disminuir el efecto en sus resultados.

Por lo que se refiere a las actividades de transformaci6n, 6sta enfrent6 algunos hechos relevantes. En primer lugar, el procesamiento de gas y la elaboraci6n de sus productos derivados se vieron impactados, por la reducci6n de los insumos provistos por Pemex-Exploraci6n y Producci6n, generando una menor producci6n y consecuentemente una

disminución en sus resultados. Sin embargo, cabe destacar el éxito del plan de contingencia en materia de gas acordado con la Secretaría de Energía que desapareció las alertas críticas; etapas de escasez de este producto, que llevaba en muchas ocasiones a la industria a frenar su actividad. Cabe señalar que una parte de la efectividad de este plan se logró con la reducción por parte de Petróleos Mexicanos del consumo de este energético, lo que desde luego aumentó los costos de la empresa al sustituir el uso del gas por el combustóleo.

En lo referente a refinación, ante la expectativa de buenos márgenes para sus productos, se desarrolló una estrategia destinada a mejorar la eficiencia operativa del Sistema Nacional de Refinación y con ella la disminución de los paros no programados. Sin embargo, sus resultados se vieron mermados parcialmente por el impacto que la recepción de crudos con problemas de calidad tuvo en la infraestructura del sistema. Esta situación ya ha sido resuelta y se esperan mucho mejores resultados hacia adelante.

2014 fue un año importante para Petróleos Mexicanos, principalmente como resultado de una disminución significativa en los precios del crudo mexicano y de los precios de referencia internacional del crudo a partir de la segunda mitad de 2014. Esta reducción fue ocasionada por la mayor producción de crudo no convencional de Estados Unidos, por la menor demanda y crecimiento económico de los países europeos y China y por la decisión de países de la OPEP de mantener sus niveles de producción. La industria petrolera enfrenta cambios estructurales que pueden provocar que el precio se mantenga en los niveles actuales en el corto plazo, y se espera volatilidad en el futuro en los mercados de energía.

Al 31 de diciembre de 2014, se reportó una pérdida neta de 265.5 miles de millones pesos, debido principalmente a un aumento significativo en las pérdidas cambiarias, causada por la depreciación del peso respecto al dólar, una reducción en otros ingresos netos, aumento en el costo financiero neto, incremento en el costo de ventas y una reducción en las exportaciones, esto ocasionado por la ya mencionada reducción en el precio del crudo mexicano de exportación y una menor producción. En 2014, se tuvo un patrimonio negativo de 767.7 miles de millones de pesos, 582.5 miles de millones de pesos mayor a los 185.2 miles de millones de pesos al 31 de diciembre de 2013. Esta disminución fue ocasionada en particular por aumento en la reserva del beneficio a empleados, debido a una disminución en los rendimientos de los bonos del gobierno mexicano que se utilizan para el cálculo de la tasa de descuento aplicable.

A pesar de esta situación, se espera que la empresa obtenga beneficios de manera gradual por la implementación de la Reforma Energética. Continúa el desarrollo de las reservas que fueron asignadas en el marco de la Ronda Cero y se evalúan las oportunidades que se presentan en el proceso de la Ronda Uno, incluyendo la posibilidad de formar nuevas alianzas estratégicas para mejorar las capacidades financieras, técnicas y operativas de la empresa. Además, se ha iniciado un proceso de reorganización corporativa con el objetivo de operar de manera más eficiente. Esta reestructura busca la consolidación de las unidades de negocio de gas natural, refinación y petroquímica en una nueva subsidiaria denominada Transformación Industrial y la

creación de cinco nuevas subsidiarias enfocadas a la perforación, logística, cogeneración, fertilizantes y producción de etileno.

Los resultados y el análisis de los estados financieros dictaminados de Petróleos Mexicanos, se presentan bajo Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

EXPLICACIÓN A LAS VARIACIONES

Ventas totales

Las ventas totales disminuyeron 1.3% al pasar de 1,608,205 millones de pesos en 2013 a 1,586,728 millones de pesos en 2014, principalmente por la reducción en los precios de los crudos de exportación así como su menor volumen. Durante 2014 el precio del crudo pesado disminuyó 12.7% al pasar de 98.46 dólares por barril en 2013 a 86.00 dólares por barril en 2014.

Ventas en México

Las ventas en el país se incrementaron en 34,810.4 millones de pesos (3.8%), debido principalmente al aumento en el precio promedio de venta de gasolinas, diesel, gas natural y gas licuado, compensándose con la disminución en el volumen comercializado del combustóleo, debido a que la CFE ha sustituido su consumo por el gas natural.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Estados consolidados del resultado integral
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (cifras expresadas en millones de pesos)

Concepto	2014	2013	Variación	
			Importe	(%)
Ventas netas:				
En el país	944,998.0	910,187.6	34,810.4	3.8
De exportación	630,291.3	687,677.6	-57,386.3	-8.3
Ingresos por servicios	11,438.6	10,339.4	1,099.2	10.6
Total de ventas	1,586,727.9	1,608,204.6	-21,476.7	-1.3
Costo de lo vendido	865,280.5	839,615.2	25,665.3	3.1
Rendimiento bruto	721,447.4	768,589.5	-47,142.1	-6.1
Otros ingresos, neto	37,552.4	90,135.7	-52,583.3	-58.3
Gastos de distribución y transportación	32,182.7	32,448.4	-265.7	-0.8
Gastos de administración	111,337.1	98,654.5	12,682.6	12.9
Rendimiento de operación	615,480.0	727,622.2	-112,142.2	-15.4
Ingreso financiero	3,014.2	8,735.7	-5,721.5	-65.5
Costo financiero	51,559.1	39,586.5	11,972.6	30.2
(Pérdida) Rendimiento por derivados financieros-Neto	-9,438.6	1,311.0	-10,749.6	-820.0
(Pérdida) Rendimiento en cambios	-76,999.2	-3,951.5	-73,047.7	-1,848.6
	-134,982.6	-33,491.3	-101,491.3	-303.0
Rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas	34.4	706.7	-672.3	-95.1
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	480,531.8	694,837.6	-214,305.8	-30.8
Derechos sobre extracción de petróleo	760,912.1	857,356.3	-96,444.2	-11.2
Impuestos a la utilidad	-14,837.3	7,539.8	-22,377.1	-296.8
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	746,074.8	864,896.1	-118,821.3	-13.7
(Pérdida) rendimiento neto del periodo	-265,543.0	-170,058.4	-95,484.6	-56.1
Otros resultados integrales:				
Pérdidas que serán clasificadas posteriormente al resultado del ejercicio				
Inversiones en activos disponibles para la venta	-765.4	4,453.5	-5,218.9	-117.2
Efecto por conversión	11,379.7	2,440.6	8,939.1	366.3
Partidas que no serán clasificadas posteriormente al resultado del ejercicio				
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empleados	-275,962.4	247,376.0	-523,338.4	-211.6
Total de otros resultados integrales del año-Neto	-265,348.1	254,270.2	-519,618.3	-204.4
Resultado integral total del año	-530,891.1	84,211.7	-615,102.8	-730.4
(Pérdida) rendimiento neto atribuible a:				
Participación controladora	-265,203.2	-169,865.6	-95,337.6	-56.1
Participación no controladora	-339.8	-192.8	-147.0	-76.2
(Pérdida) rendimiento neto del periodo	-265,543.0	-170,058.4	-95,484.6	-56.1
Otros resultados integrales atribuibles a				
Participación controladora	-265,528.8	254,271.9	-519,800.7	-204.4
Participación no controladora	180.7	-1.8	182.5	10,138.9
Total de otros resultados integrales del año	-265,348.1	254,270.2	-519,618.3	-204.4
Resultado integral total del año atribuible a:				
Participación controladora	-530,732.0	84,406.3	-615,138.3	-728.8
Participación no controladora	-159.1	-194.6	35.5	18.2
Total de otros resultados integrales del año	-530,891.1	84,211.7	-615,102.8	-730.4

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.
 Fuente: Petróleos Mexicanos. Dirección Corporativa de Finanzas.

Ventas de exportación

La disminución de 57,386.3 millones de pesos (8.3%), en las ventas de exportación, se debe especialmente al decremento en el volumen comercializado de crudo por la declinación de la producción y por la disminución en el precio promedio de venta de la mezcla de crudo mexicano en los mercados internacionales.

Costo de ventas

El incremento en el costo de ventas por 25,665.3 millones de pesos (3.1%), se debió a mayores compras de productos de importación por 15,393.1 millones de pesos (4.2%), principalmente gasolinas, diesel, gas natural, turbosina y gas licuado, debido a una menor producción nacional, originada por paros no programados en las plantas.

Se llevaron a cabo también mayores compras en las compañías subsidiarias en 25,621.8 millones de pesos (46.6%), principalmente en PMI por el reinicio de operaciones de la refinería Deer Park, una vez concluidos los trabajos de mantenimiento a los que fueron sometidas las instalaciones de esta última, por lo que estuvo fuera de operación desde el inicio de 2013. Lo anterior se compensó con las disminuciones en amortización de pozos de los campos petroleros, principalmente de la región de Burgos por 7,831.4 millones de pesos (10.8%), como consecuencia de la reducción del valor de esos activos por el deterioro que se registró en 2013, cuyo efecto ocasionó que la base de cálculo de la amortización fuera menor. Asimismo, influyó el menor gasto en conservación y mantenimiento por 5,367.8 millones de pesos (9.9%), y un decremento por 5,300 millones correspondiente al costo neto del periodo de beneficios a empleados, debido principalmente a cambios en la tasa de descuento y a la tasa de retorno esperada de los activos del plan.

Gastos de distribución y transportación

Los gastos de distribución y transportación presentan una disminución de 265.7 millones de pesos (0.8%), debido principalmente al decremento en el costo neto del periodo de beneficios a empleados por 1,408.9 millones de pesos (13.6%), ocasionado por el traspaso de jubilados a gastos de administración, compensándose con los incrementos en los fletes por 865.8 millones de pesos (14.9%) y en gastos de previsión social pagados al personal por 191.7 millones de pesos (8.6%).

Los gastos de administración muestran un incremento de 12,682.6 millones de pesos (12.9%), motivado principalmente por el aumento en el costo neto del periodo de beneficios a empleados por 13,089.4 millones de pesos (23.7%), debido a las obligaciones por un año más en los conceptos de población, edad, antigüedad, salario y prestaciones y a las pérdidas y/o ganancias que se generaron por el cambio del conjunto de hipótesis financieras y biométricas, por mencionar algunas, como el decremento en la tasa de descuento, al pasar de 8.45% a 6.98%, decremento en la tasa de incremento salarial, de 5.1% a 5.0% (incluye carrera salarial), y disminución en la tasa de incremento a las pensiones, de 4.6% a 4.5%.

Las pérdidas actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo que se registraron en otros resultados integrales acumulados en el patrimonio, fueron de 408,349.3 millones de pesos y 132,292.9 millones de pesos al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.

Otros ingresos, neto

El decremento neto de 52,583.3 millones de pesos (58.3%), se debe principalmente a menores ingresos derivados del IEPS negativo por 51,357.3 millones de pesos (54.4%), ocasionado por la disminución del precio de referencia de los productos refinados, así como a la reducción de diversos ingresos por 490.4 millones de pesos (10.5%).

Costo financiero

El incremento de los intereses a cargo por 11,972.6 millones de pesos (30.2%), se debe a las mayores captaciones de deuda y a la depreciación del peso frente al dólar.

Ingreso financiero

La disminución de 5,721.5 millones de pesos (65.5%), en los intereses a favor, se debe principalmente al efecto favorable de la tasa de descuento que se registró en 2013 por la reserva de taponamiento de pozos, que no se dio en este año.

(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto

La variación en este renglón corresponde a la suma de la pérdida de 9,438.6 millones de pesos de este ejercicio comparada con la utilidad por 1,311 millones de pesos de 2013, debido principalmente a la pérdida por la apreciación del dólar con respecto a las diferentes divisas con las cuales se tienen coberturas.

(Pérdida) rendimiento en cambios

Las pérdidas que se generaron por 76,999.2 millones de pesos en 2014 y 3,951.5 millones de pesos en 2013, se debe principalmente a una mayor depreciación del peso frente al dólar en 2014 respecto a 2013, al pasar de 13.0765 a 14.7180 pesos por dólar y de 13.0101 a 13.0765 pesos por dólar de 2012 a 2013. Lo anterior se compensó con la apreciación del peso frente al euro de 2013 a 2014, al pasar de 18.0194 a 17.8103, pesos por euro mientras que de 2012 a 2013, el efecto desfavorable fue de 17.1968 a 18.0194 pesos por euro.

Impuestos, derechos y aprovechamientos

La reducción de 118,821.3 millones de pesos (13.7%), 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 2014, la carga fiscal representó el 47.0% de las ventas totales, en tanto que en 2013, representó 53.8%.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Estados consolidados de situación financiera
31 de diciembre de 2013 y 2014
(cifras en millones de pesos)

Concepto	2014	2013	Variación	
			Importe	%
Activo				
Circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	117,988.5	80,745.7	37,242.8	46.1
Cuentas, documentos por cobrar y otros	114,423.0	122,512.0	-8,089.0	-6.6
Inventarios	49,938.7	56,914.5	-6,975.8	-12.3
Instrumentos financieros derivados	1,562.6	6,741.6	-5,179.0	-76.8
Activos financieros disponibles para la venta	5,414.6	17,728.6	-12,314.0	-69.5
Total del activo circulante	289,327.3	284,642.4	4,684.9	1.6
No circulante				
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	22,014.8	16,779.5	5,235.3	31.2
Pozos, ductos, propiedades y equipo, Neto	1,783,374.1	1,721,578.7	61,795.4	3.6
Impuestos diferidos	4,142.6	2,493.2	1,649.4	66.2
Efectivo restringido	6,884.2	7,701.8	-817.6	-10.6
Otros activos	22,625.3	14,194.7	8,430.6	59.4
Total de activo no circulante	1,839,041.0	1,762,747.9	76,293.1	4.3
Total del activo	2,128,368.3	2,047,390.4	80,977.9	4.0
Pasivo				
Circulante				
Porción circulante de la deuda a largo plazo	145,866.2	90,676.9	55,189.3	60.9
Proveedores	116,178.3	106,745.2	9,433.1	8.8
Cuentas y gastos acumulados por pagar	12,235.0	14,194.7	-1,959.7	-13.8
Instrumentos financieros derivados	17,459.7	6,284.5	11,175.2	177.8
Impuestos y derechos por pagar	42,420.1	41,289.5	1,130.6	2.7
Total del pasivo circulante	334,159.3	259,190.8	74,968.5	28.9
No circulante				
Deuda largo plazo	997,384.3	750,563.5	246,820.8	32.9
Provisión para beneficios a los empleados	1,474,088.5	1,119,207.9	354,880.6	31.7
Provisión para créditos diversos	78,422.9	69,209.4	9,213.5	13.3
Otros pasivos	7,718.1	7,405.7	312.4	4.2
Impuestos diferidos	4,315.9	27,059.7	-22,743.8	-84.1
Total del pasivo no circulante	2,561,929.8	1,973,446.2	588,483.6	29.8
Total del pasivo	2,896,089.1	2,232,637.0	663,452.1	29.7
Patrimonio				
Participación controladora:				
Certificados de aportación "A"	134,604.8	114,604.8	20,000.0	17.5
Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos	43,730.6	115,313.7	-71,583.1	-62.1
Reserva legal	1,002.1	1,002.1	0.0	0.0
Resultados acumulados integrales	-394,594.5	-129,065.6	-265,528.9	-205.7
Resultados acumulados:				
Déficit de ejercicios anteriores	-287,605.5	-117,739.9	-169,865.6	-144.3
(Pérdida) neta del ejercicio	-265,203.2	-169,865.6	-95,337.6	-56.1
Total Participación Controladora	-768,065.7	-185,750.5	-582,315.2	-313.5
Participación no controladora	344.8	503.9	-159.1	-31.6
Total del patrimonio	-767,720.9	-185,246.6	-582,474.3	-314.4
Total pasivo y patrimonio	2,128,368.3	2,047,390.4	80,977.9	4.0

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.
Fuente: Petróleos Mexicanos. Dirección Corporativa de Finanzas.

Explicación a las variaciones

Al 31 de diciembre de 2014 los activos totales de Petróleos Mexicanos ascendieron a 2,128,368.3 millones de pesos lo que representó un incremento de 80,977.9 millones de pesos (4.0%), con respecto a diciembre de 2013. El activo circulante se incrementó en 4,684.9 millones de pesos (1.6%), en los rubros que a continuación se mencionan:

- El efectivo y equivalentes de efectivo aumentó en 37,242.8 millones de pesos (46.1%), debido principalmente a mayores captaciones de deuda, compensándose con la inversión en infraestructura.
- Las cuentas, documentos por cobrar y otros, disminuyeron en 8,089.0 millones de pesos (6.6%), originado principalmente por clientes extranjeros en 25,376.1 millones de pesos (54.8%), por menores ventas, debido a menores precios de venta del crudo y a la disminución de la producción, compensándose con el incremento en los anticipos de impuestos en 15,138.0 millones de pesos (98.2%), por menores impuestos causados en el cálculo anual de los derechos, debido a la baja de los precios del crudo; y los anticipos a proveedores se incrementaron en 2,298.6 millones de pesos (70.0%), debido principalmente a las erogaciones en 2014 por la adquisición de equipo necesario para la producción, adquisición de carros tanque, modernización, tratamientos, entre otros.
- Los inventarios muestran una disminución de 6,975.8 millones de pesos (12.3%), debido a menores precios de los productos refinados de importación, principalmente las gasolinas.
- Los instrumentos financieros disminuyeron en 5,179.0 millones de pesos (76.8%), debido principalmente a la apreciación del dólar con respecto a las divisas que se están cubriendo.
- Las inversiones disponibles para la venta, presentan una disminución de 12,314.0 millones de pesos (69.5%), debido a la venta parcial de las acciones de Repsol YPF, S.A. en poder de PMI HBV en el mes de junio.

Los activos no circulantes se incrementaron en 76,293.1 millones de pesos (4.3%), en los rubros siguientes:

- Las inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas, aumentaron en 5,235.3 millones de pesos (31.2%), debido al reconocimiento del método de participación por las utilidades generadas por las empresas en las que se tiene participación accionaria, así como las nuevas inversiones en acciones de empresas.
- Los pozos, ductos, inmuebles y equipo-Neto se incrementaron en 61,795.4 millones de pesos (3.6%), originado básicamente por el efecto neto de las nuevas inversiones y la depreciación del ejercicio.
- Los otros activos presentan un incremento de 8,430.6 millones de pesos (59.4%),

debido principalmente al incremento en los pozos no asignados a una reserva en 5,920.6 millones de pesos (75.0%), y anticipos otorgados a los proveedores de maquinaria y equipo y a las compañías fletadoras para asegurar transportación de los productos de importación en 1,966.3 millones de pesos (87.6%).

Pasivo

El incremento de 663,452.1 millones de pesos (29.7%), en el total de pasivo, se explica por los siguientes efectos:

- La deuda total, incluyendo intereses devengados, aumentó en 302,010.1 millones de pesos (35.9%), al situarse en 1,143,250.5 millones de pesos. Dicho aumento obedece principalmente a nuevos financiamientos y la variación cambiaria. El componente de deuda correspondiente a Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios fue 1,127,392.5 millones de pesos.
- Los proveedores muestran un incremento de 9,433.1 millones de pesos (8.8%), debido al incremento en los pasivos exigibles al cierre del ejercicio. Respecto a los instrumentos financieros aumentaron en 11,175.2 millones de pesos (177.8%), esta variación se debe principalmente a la apreciación del dólar con respecto a las divisas que se están cubriendo.
- Los impuestos por pagar se incrementaron en 1,130.6 millones de pesos (2.7%), principalmente por el IEPS por pagar en 2,948.9 millones de pesos (100.0%).
- La reserva para beneficio a los empleados muestra un aumento de 354,880.6 millones de pesos (31.7%), el cual se debe a la disminución de la tasa de descuento al pasar de 8.45% a 6.98%.
- El incremento en la reserva para créditos diversos y otros, por 9,213.5 millones de pesos (13.3%), es debido principalmente al reconocimiento de la reserva para actividades de abandono, desmantelamiento y taponamiento de pozos por 6,342.7 millones de pesos (13.8%), considerando nuevos activos y la variable de tasa de descuento, así como la provisión para gastos de protección ambiental por 708.2 millones de pesos (13.0%), por los diversos trabajos de estabilización de residuos, aunado al incremento en la provisión para juicios en proceso por 2,162.7 millones de pesos (12.3%), de acuerdo a la estimación de la Dirección Jurídica en función a los juicios que se tienen en litigio.
- Los impuestos diferidos disminuyeron en 22,743.8 millones de pesos (84.1%), debido a la cancelación del Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP) diferido y al registro del Impuesto sobre la Renta (ISR) diferido, atendiendo las modificaciones en la legislación a partir del 1 de enero de 2015.

Patrimonio

El patrimonio negativo aumentó en 582,474.3 millones de pesos (314.4%), debido principalmente a la pérdida neta del periodo por 265,543.0 millones de pesos, pérdidas actuariales por beneficios a empleados por 275,956.4 millones de pesos y al retiro de aportaciones del Gobierno Federal por 73,583.1 millones de pesos, compensándose en parte por las contribuciones en certificados de aportación por el Gobierno Federal por 22,000 millones de pesos.

4.2 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada^{4/}

La política de financiamiento de Petróleos Mexicanos busca atender de manera óptima las necesidades de recursos financieros en el corto y largo plazo. Las estrategias que desarrolla se apegan a las disposiciones que en la materia dicta la SHCP en el marco de la Ley General de Deuda Pública, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y de la Ley de Petróleos Mexicanos, vigentes al 31 de diciembre de 2014.

El programa de financiamientos de Petróleos Mexicanos asegura que se cuente con los recursos complementarios necesarios para llevar a cabo el programa de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, de acuerdo con las estrategias y líneas de acción establecidas en el Plan de Negocios así como llevar a cabo operaciones de refinanciamiento y/o manejo de pasivos encaminadas a optimizar la estructura de los créditos contratados en periodos anteriores.

Con este fin, el Consejo de Administración aprobó los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos para el ejercicio fiscal 2014 mediante acuerdos CA-147/2013 Sesión Ordinaria 864 del 19 de diciembre de 2013 y sus modificaciones aprobadas mediante acuerdos CA-088/2014 Sesión Extraordinaria 876 del 22 de septiembre de 2014 y CA-130/2014 Sesión Extraordinaria 883 del 5 de diciembre de 2014, a fin de obtener un endeudamiento neto total por un monto de hasta 223.6 miles de millones de pesos (equivalente a 16.9 miles de millones de dólares).

Durante el periodo enero-diciembre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó las siguientes actividades de financiamiento:

El 23 de enero realizó la emisión de un bono en mercados internacionales, por 4,000 millones de dólares en tres tramos:

- 500 millones de dólares a tasa fija de 3.125%, con vencimiento en enero de 2019.
- 3,000 millones de dólares a tasa fija de 6.375%, con vencimiento en enero de 2045.
- Reapertura por 500 millones de dólares del bono emitido en julio de 2013 con vencimiento en enero de 2024 y tasa de 4.875%.

^{4/} Conforme a la estructura vigente en 2014, las operaciones de deuda de las compañías subsidiarias no se incluyen en este apartado, en el que se considera lo relativo a Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

El 30 de enero se llevó a cabo la emisión de certificados bursátiles de largo plazo por un monto de 12,500 millones de pesos en tres tramos:

- 7,500 millones de pesos a una tasa de 7.19% con vencimiento en septiembre de 2024 esta emisión representó la segunda reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y reabierta el 11 de diciembre de 2013.
- 2,000 millones de pesos con vencimiento en 2019 y una tasa TIIE a 28 días más 6 puntos base; esta emisión representó la segunda reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en febrero de 2019 originalmente realizada el 19 de septiembre de 2013 y reabierta el 11 de diciembre de 2013.
- 588.435 millones de UDIS equivalentes a 3,000 millones de pesos con vencimiento en enero de 2026 a una tasa de 3.94%.

El 20 de marzo se realizó un desembolso por 1,000 millones de dólares de una línea de crédito revolvente.

El 21 de marzo se contrató una línea de crédito bilateral por 300 millones de dólares con vencimiento en 2018 a una tasa de 2.351%.

El 16 de abril se realizó una emisión de bonos por 1,000 millones de euros a la tasa de 3.75% y vencimiento en abril de 2026.

El 30 de mayo se dispuso de un crédito revolvente por 10,000 millones de pesos, mismo que fue amortizado el 2 de julio 2014, por lo que no afecta el endeudamiento neto.

El 2 de junio de 2014, se realizaron dos desembolsos de las líneas de crédito revolvente por 1,250 millones de dólares y 250 millones de dólares.

El 2 de julio Petróleos Mexicanos realizó una emisión de certificados bursátiles en tres tramos:

- 1,500 millones de pesos con vencimiento en 2019 y un rendimiento de TIIE a 28 días más 4 puntos base; esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en febrero de 2019, originalmente realizada el 19 de septiembre de 2013 y reabierta el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014.
- 11,000 millones de pesos con rendimiento de 6.87% y a una tasa cupón de 7.19% con vencimiento en septiembre de 2024; esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2024, originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y reabierta el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014.
- 487.2 millones de UDIS equivalentes a 2,500 millones de pesos con vencimiento en enero de 2026 con rendimiento de 3.23% y una tasa cupón de 3.94%; esta emisión

representó la primera reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2019, originalmente realizada el 30 de enero de 2014.

El 29 de julio se realizó la primera disposición derivada de la contratación de una línea de crédito sindicado en pesos por un monto inicial de 26,000 millones de pesos, con vencimiento 25 de julio de 2024 a una tasa TIIE 91 días más 95 puntos base.

El 10 de septiembre se realizó una segunda disposición de la línea de crédito sindicada en pesos por un monto de 4,000 millones de pesos, con fecha de vencimiento 25 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 millones de pesos.

El 11 de septiembre Petróleos Mexicanos realizó una emisión de certificados bursátiles en tres tramos:

- 20,000 millones con rendimiento de 6.80% y una tasa cupón de 7.19% con vencimiento en septiembre de 2024; esta emisión representó la cuarta reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2024, originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y reabierta el 11 de diciembre de 2013, el 30 de enero de 2014 y el 2 de julio de 2014.
- 5,000 millones de pesos con vencimiento en 2019 y un rendimiento de TIIE a 28 días más 1 punto base; esta emisión representó la cuarta reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en febrero de 2019, originalmente realizada el 19 de septiembre de 2013 y reabierta el 11 de diciembre de 2013, el 30 de enero de 2014 y el 2 de julio de 2014.
- 968.7 millones de UDIS equivalentes a 5,000 millones de pesos con vencimiento en enero de 2026, con rendimiento de 3.17% y una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la segunda reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2026 originalmente realizada el 30 de enero de 2014 y reabierta el 2 de julio de 2014.

El 14 de octubre de 2014, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono en el mercado internacional por 500 millones de dólares, 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.

El 15 de octubre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó una colocación de deuda en los mercados internacionales por un monto total de 2,500 millones de dólares a tasa fija. Esta colocación se realizó en dos tramos:

- 1,000 millones de dólares con vencimiento en enero de 2025 y rendimiento al vencimiento de 4.321%.
- 1,500 millones de dólares con vencimiento en junio de 2044 y rendimiento al

vencimiento de 5.371%.

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 500 millones de dólares a tasa fija amortizable semestralmente. El bono pagará un cupón de 2.378%, con vencimiento el 15 de abril de 2025. Con esta emisión se concluye el programa de bonos con garantía del Ex Im Bank para 2014.

El 21 de noviembre de 2014, se realizó un desembolso por 20,000 millones de pesos de una línea de crédito sindicado revolving.

El 27 de noviembre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó una emisión de certificados bursátiles en tres tramos:

- 5,000 millones de pesos en tasa flotante de TIIE más 15 puntos base con vencimiento en noviembre de 2020; se trató de una nueva emisión con clave de pizarra PEMEX 14.
- 8,301 millones de pesos con vencimiento en 2026, tasa cupón de 7.47% y un rendimiento de 7.47%, lo que representa un diferencial de 130 puntos base sobre la referencia utilizada de Bonos M; se trató de una nueva emisión con clave de pizarra PEMEX 14-2.
- 325 millones de UDIS equivalentes 1,698.6 millones de pesos, con vencimiento en enero de 2026 con rendimiento de 3.51% y una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2026 originalmente realizada el 30 de enero de 2014 y reabierta el 2 de julio y el 11 de septiembre de 2014.

El 15 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por 3,500 millones de pesos de una línea de crédito revolving.

El 19 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por 10,000 millones de pesos, de una línea de crédito bilateral en dos tramos; el primero con tasa TIIE 91 días más 125 puntos base y un solo pago al vencimiento en enero de 2025 y el segundo con tasa TIIE 90 días más 95 puntos base y pagadera mediante amortizaciones trimestrales hasta enero de 2025.

El 19 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por 700 millones de dólares con tasa Libor más 85 puntos base, con vencimiento en junio 2015.

El 23 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por 10,000 millones de pesos de una línea de crédito bilateral, con tasa TIIE 91 días más 85 puntos base y pagadera mediante amortizaciones trimestrales hasta marzo de 2025.

Durante el periodo enero-diciembre de 2014 se realizaron disposiciones por 247.7 millones de dólares de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF).

Por concepto de contratos de arrendamiento financiero se registraron 69.9 millones de dólares.

El destino de los financiamientos es complementar los recursos requeridos para el desarrollo de los proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, así como para llevar a cabo operaciones de refinanciamiento o manejo de pasivos encaminadas a optimizar la estructura de los financiamientos.

En cuanto a la calificación crediticia, adelante se muestra la que le otorgan las cuatro principales instituciones calificadoras, misma que no ha sufrido variación:

Calificación crediticia de Petróleos Mexicanos

Empresa calificadora	Moneda extranjera	Moneda nacional
Standard & Poor's, S.A. de C.V.	BBB+	mxAAA
Moody's de México, S.A. de C.V.	A3	Aaa.mx
HR Ratings de México, S.A. de C.V.	N.D.	HR AAA
Fitch México, S.A. de C.V.	BBB+	AAA (mex)

N.D. No disponible.

Durante 2014, Petróleos Mexicanos realizó las siguientes amortizaciones: i) deuda interna, 12,916.7 millones de pesos de créditos bancarios, 18,500 millones de pesos de certificados bursátiles y 29.7 millones de dólares (equivalente a 392.1 millones de pesos) de créditos garantizados (ECAs), ii) deuda externa, 69.9 millones de dólares (927.3 millones de pesos) de arrendamiento financiero, 361 millones de dólares (4,729.3 millones de pesos) de créditos bancarios, 1,343.7 millones de dólares (18,215.8 millones de pesos) de ECAs; operaciones de mercado 2,835.9 millones de dólares (38,734.9 millones de pesos) y 544.8 millones de dólares (7,173.4 millones de pesos) de otros créditos. En el cuadro siguiente se presenta un resumen de los movimientos detallados en el financiamiento de las actividades de Petróleos Mexicanos durante 2014.

Endeudamiento neto 2014

(millones de pesos)

Tipo de crédito	Captación	Amortización	Endeudamiento neto
Deuda interna	156,000.0	31,808.7	124,191.3
Créditos bancarios	83,500.0	12,916.7	70,583.3
Certificados bursátiles	72,500.0	18,500.0	54,000.0
Créditos garantizados (ECAs)	-	392.1	-392.1
Deuda externa	169,028.5	69,780.8	99,247.7
Créditos bancarios	42,658.8	4,729.3	37,929.4
Emisión de bonos	104,786.3	38,734.9	66,051.4
Créditos garantizados (ECAs)	17,448.2	18,215.8	-767.6
Arrendamiento financiero	927.3	927.3	0.0
Otros créditos ^{1/}	3,207.9	7,173.4	-3,965.4
Total	325,028.5	101,589.5	223,439.0

1/ Incluye la deuda con contratistas, esto es: i) el ejercicio de los COPF de Pemex-Exploración y Producción para la explotación de yacimientos de gas natural en la cuenca de Burgos y ii) los pagos por la adquisición de un FPSO.

Nota: No incluye cuentas por cobrar futuras por 1,758 millones de pesos. Las sumas pueden no coincidir debido a redondeo.

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

Al cierre de 2014 se tenían contratadas cuatro líneas de crédito, dos de 1,250 millones

de dólares cada una y las restantes de 20 mil millones de pesos y 3,500 millones de pesos. Al 31 de diciembre, se utilizaron las cuatro líneas con el fin de hacer frente al pago del aprovechamiento por 70,000 millones de pesos que solicitó la SHCP.

4.3 Estado del régimen de pensiones

La empresa cuenta con planes de beneficios definidos para el retiro de sus trabajadores. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

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), y tienen un comité técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la fiduciaria. Sus ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto programable) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones de los fideicomisos.

Los costos netos del periodo por concepto de beneficios a los empleados en los periodos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014 y 2013, ascendieron a 121.7 miles de millones de pesos y 115.3 miles de millones de pesos, respectivamente, por lo tanto el saldo de la reserva de beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se ubicaron en 1,474.1 miles de millones de pesos y 1,119.2 miles de millones de pesos, respectivamente.

El incremento de la reserva de beneficios a los empleados corresponde al reconocimiento del costo neto del periodo y de las ganancias y/o pérdidas actuariales, disminuido por las aportaciones realizadas al Fondo Laboral Pemex-FOLAPE (Activos del Plan) y los pagos efectuados por concepto de los servicios médicos y hospitalarios otorgados a los jubilados y sus beneficiarios, así como a los pensionados post mortem.

El aumento en el costo neto del periodo de beneficios a empleados, comentado en los gastos de administración, se debió a las obligaciones por un año más en los conceptos de población, edad, antigüedad, salario y prestaciones y a las pérdidas y/o ganancias que se generaron por el cambio del conjunto de hipótesis financieras y biométricas, así como por el decremento en la tasa de descuento y la disminución en la tasa de incremento a las pensiones, por mencionar algunas.

4.4 Ejercicio del presupuesto^{5/}

En esta sección se presenta un resumen de la autorización de recursos en flujo de efectivo que el H. Congreso de la Unión otorgó a Petróleos Mexicanos en el Decreto de

^{5/} Conforme a la estructura vigente en 2014, el ejercicio del presupuesto de las compañías subsidiarias no se incluye en este apartado, en el que se considera lo relativo a Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

Presupuesto de Egresos de la Federación de 2014, así como de la evolución que las necesidades netas de recursos mostró durante el año, lo que se manifestó en adecuaciones presupuestales aprobadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y, finalmente, de la manera como se registró la carátula del ejercicio en flujo de efectivo.

Presupuesto original autorizado y ejercicio en flujo de efectivo (consolidado)

Para el ejercicio fiscal 2014, el H. Congreso de la Unión autorizó a Petróleos Mexicanos y a sus Organismos Subsidiarios un presupuesto con las siguientes características.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios Presupuesto consolidado en flujo de efectivo (PEF) (millones de pesos)

Concepto	2013	2014	Variación ^{1/} %
Ingresos	1,680,582.1	1,733,386.3	3.1
Ventas interiores	1,068,420.8	1,188,662.4	11.3
Ventas exteriores	556,941.3	535,601.3	-3.8
Otros ingresos	55,220.0	9,122.6	-83.5
Egresos	1,678,809.2	1,792,705.0	6.8
Gasto programable	476,659.6	521,676.2	9.4
Operación	150,335.9	164,148.8	9.2
Inversión	326,323.7	357,527.4	9.6
Mercancías para reventa	262,948.2	289,553.9	10.1
Impuestos indirectos	146,142.2	189,370.8	29.6
Impuestos directos	793,059.2	792,104.1	-0.1
Superávit primario	1,772.9	-59,318.7	n.r.
Intereses	38,009.6	45,561.0	19.9
Superávit de operación	-36,236.7	-104,879.7	-189.4
Endeudamiento neto	42,676.4	124,999.0	192.9
Disposiciones	125,620.0	189,838.8	51.1
Amortizaciones	82,943.6	64,839.8	-21.8
Incremento (uso) de caja	6,439.8	20,119.3	212.4

1/ Valores corrientes.

n.r. No representativo.

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación.

Los ingresos totales fueron 3.1% superiores a los del año previo, resultado de haber programado las ventas internas 11.3% mayores a las del año anterior. Los demás conceptos del ingreso tuvieron una programación inferior a la de 2013, en el caso de las ventas externas principalmente por los menores precios de la mezcla de crudo y en los otros ingresos por menores captaciones de IEPS tasa negativa producto de la disminución de los precios de referencia internacionales.

El gasto programable ascendió a 521,676.2 millones de pesos. Este importe fue 9.4% superior al autorizado en 2013. Del monto total, 68.5% corresponde a gasto de inversión y 31.5% a gasto corriente.

- El presupuesto para gasto corriente de operación en 2014 fue 9.2% (13,812.9 millones de pesos) mayor al del presupuesto de 2013, los incrementos más representativos se observan en los rubros de fletes, servicios personales, y pensiones y jubilaciones.
- El gasto de inversión aprobado para 2014 fue 9.6% mayor, variación en la que

sobresale el aumento de 21,442.5 millones de pesos en el rubro de obra pública, equivalente a 6.8% más que en el de 2013.

Las mercancías para reventa se programaron en 289,553.9 millones de pesos, 10.1% más que las de 2013, en términos de la mayor demanda esperada en el mercado interno,

En el caso de los pagos de impuestos y derechos, el presupuesto consideró lo siguiente:

- Los impuestos indirectos se programaron 29.6% por arriba del año previo, en virtud de los mayores pagos de IVA, derivados del crecimiento de las ventas internas y de los pagos de IEPS esperados, por los menores niveles de los precios de referencia.
- Los impuestos directos se programaron en menor cantidad que el año previo, por los menores niveles en los precios del crudo de exportación y su consecuencia en los pago de derechos.

La meta de balance financiero estuvo considerablemente por debajo de la de 2013 por los niveles esperados de egreso cuyo incremento superó más de 100% al de los ingresos, junto con un mayor pago de intereses netos.

El endeudamiento autorizado para el organismo fue 192.9% mayor respecto al autorizado el año previo, sobre todo por la mayor disposición esperada de recursos.

Durante 2014, las autoridades hacendarias autorizaron a Petróleos Mexicanos trece adecuaciones presupuestarias, previa aprobación del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, las cuales modificaron el gasto programable que ascendió a 534,274.9 millones de pesos, 2.4% (12,598.6 millones de pesos) mayor al del Presupuesto de Egresos de la Federación. Con esta modificación, se obtuvo un incremento presupuestal de 6.5% (10,588.2 millones de pesos) en el gasto corriente de operación respecto al presupuesto original 2014 y de 0.6% (2,010.5 millones de pesos) en el presupuesto de inversión.

Ejercicio del presupuesto consolidado. Flujo de efectivo

Las variaciones de los importes ejercidos en 2014 se cuantifican respecto al ejercicio 2013 en términos reales.

Los ingresos totales registraron 1,808,823.8 millones de pesos, importe 7.2% menor respecto al de 2013, y 4.4% superior al programa original.

Los ingresos por ventas a clientes nacionales sobrepasaron 3.4% los registrados el año previo. En las ventas realizadas al sector privado influyeron mayores volúmenes y precios de diesel y gasolina Pemex Premium, volúmenes mayores de algunos petroquímicos, como amoniaco, estireno y acrilonitrilo, entre otros, además del incremento en los precios de gasolina Pemex Magna, gas seco, gas licuado y la mayoría de los productos petroquímicos, lo cual estuvo disminuido por los menores volúmenes

de los demás productos respecto a los comercializados el año previo. En los productos comercializados en el sector público, se observaron volúmenes y precios superiores a los del año precedente en el gas seco entregado al sector eléctrico, así como en la turbosina.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios
Ejercicio Presupuestal. Flujo de efectivo consolidado
(Millones de pesos)

Concepto	2013	2014			Variación (%)		
		Programa	Modificado	Ejercicio	Ejercicio/ Programa	Ejercicio/ Modificado	14/13 Real ^v
Ingresos	1,874,229.5	1,733,386.3	1,802,999.4	1,808,823.8	4.4	0.3	-7.2
Ventas interiores	1,071,478.5	1,188,662.4	1,151,336.3	1,152,775.5	-3.0	0.1	3.4
Ventas exteriores	618,746.1	535,601.3	571,455.9	571,589.7	6.7	0.0	-11.2
Otros ingresos	184,004.9	9,122.6	80,207.3	84,458.6	825.8	5.3	-55.9
Tasa negativa IEPS	103,643.2	3,576.9	42,985.4	44,900.3	1,155.3	4.5	-58.4
Servicios y otros	80,361.8	5,545.8	37,221.8	39,558.3	613.3	6.3	-52.7
Subsidios y Transf.	1,583.1	0.0	2,000.0	2,000.0	-	0.0	21.5
Egresos	1,878,882.2	1,792,705.0	1,898,185.6	1,900,847.6	6.0	0.1	-2.7
Gasto programable	495,320.2	521,676.2	534,274.9	533,065.0	2.2	-0.2	3.5
Corriente	161,750.0	164,148.8	174,737.0	174,286.1	6.2	-0.3	3.6
Inversión	333,570.2	357,527.4	359,537.9	358,778.9	0.4	-0.2	3.4
Mercancía para reventa	373,424.1	289,553.9	382,941.8	382,954.4	32.3	0.0	-1.4
Op. ajenas netas	-7,731.6	0.0	-654.5	-291.8	-	55.4	96.4
Impuestos indirectos	146,753.6	189,370.8	191,499.5	194,732.4	2.8	1.7	27.6
Impuestos directos	871,115.9	792,104.1	790,123.9	790,387.6	-0.2	0.0	-12.8
Superávit primario	-3,069.5	-59,318.7	-93,186.2	-90,023.7	-51.8	3.4	n.r.
Intereses	32,600.7	45,561.0	42,716.0	42,658.8	-6.4	-0.1	25.8
Superávit operación	-35,670.2	-104,879.7	-135,902.1	-132,682.5	-26.5	2.4	-257.6
Endeudamiento neto	59,520.6	124,999.0	220,754.6	221,681.2	77.3	0.4	258.1
Disposiciones	159,253.6	189,838.8	325,028.5	325,028.5	71.2	0.0	96.2
Amortizaciones	99,732.9	64,839.8	104,274.0	103,347.3	59.4	-0.9	-0.4
Incremento(uso)caja	23,850.4	20,119.3	84,852.4	88,998.7	342.4	4.9	258.7

1/ Se aplicó un factor de 1.0402, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).
n.r. No representativo.

Los ingresos por ventas exteriores disminuyeron 11.2% respecto a 2013, principalmente por los menores precios y volúmenes de la mezcla de petróleo crudo de exportación con relación a los del año previo. Contribuyeron a la variación la reducción en los volúmenes de los demás productos exportados, salvo en el caso del combustóleo, así como la disminución en los precios en la mayoría de los productos, con excepción del combustóleo, diluyente y condensados.

Los otros ingresos netos resultaron de 84,458.6 millones de pesos, saldo en el que se incluye una recuperación de 44,900.3 millones de pesos del impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) con tasa negativa, importe 58.4% inferior al obtenido el año anterior, por menores precios internacionales de referencia a los del año previo. La parte remanente del saldo corresponde al cobro de servicios y otros ingresos diversos, junto con el efecto de la variación cambiaria neta, además de la aportación patrimonial del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos por la cantidad de 20,000 millones de pesos.

En 2014, el Gobierno Federal determinó un ingreso excedente para el Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos por la cantidad de 2,000 millones de pesos. Este movimiento presupuestal implicó en su momento la recepción de recursos por la determinación de ingresos excedentes y un incremento en el techo de gasto de la Entidad, sin modificar el monto total de servicios personales, ni las metas de balance primario y financiero.

Los egresos totalizaron 1,900,847.6 millones de pesos, importe 2.7% menor a lo ejercido en 2013, y 6% por arriba de lo considerado en el presupuesto, pero similar al presupuesto modificado. El ejercicio del gasto programable corriente y de inversión, ascendió a 533,065 millones de pesos, 3.5% superior a lo ejercido el año previo y 2.2% a lo autorizado, aunque 0.2% inferior al modificado autorizado por la SHCP.

- El gasto corriente en 2014 se ubicó en 174,286.1 millones de pesos, importe mayor 3.6% al del año precedente, 6.2% al presupuesto y 0.3% por debajo del modificado.
 - Los servicios personales registraron 84,787.5 millones de pesos, monto 1.2% superior en términos reales al de 2013, con mayor gasto en los rubros de gastos de previsión social, por regularización del ISPT e indemnizaciones y el rubro de sueldos y salarios. Con respecto al presupuesto, este importe resultó 0.8% menor (698.1 millones de pesos), principalmente en Pemex-Exploración y Producción por quedar pendientes las comprobaciones de los gastos de viaje realizados por comisiones diversas para el personal, así como atrasos en los procesos de contratación y en Pemex-Petroquímica, por reclasificaciones realizadas en este rubro.
 - El gasto de operación (materiales y suministros, y servicios generales) se situó 3.9% por arriba de lo registrado en el año previo, en términos reales. Los conceptos que registraron mayor ejercicio fue el rubro de fletes, principalmente por la entrada en operación de proyectos de transportación de gas vía ducto y el mayor transporte de hidrocarburos, además de mayores erogaciones en el rubro de otros gastos de operación.
 - En pensiones y jubilaciones el ejercicio 2014 registró 38,098.3 millones de pesos, importe que se ubicó 10.1% por arriba del reportado el año precedente, por mayores aportaciones al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE).

El gasto total de inversión registró 358,778.9 millones de pesos, e incluye 2,010.5 millones de pesos de inversión financiera en el Corporativo de Pemex, para el Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos. La inversión física registró un ejercicio 4.4% mayor (28,196.7 millones de pesos nominales) al del año previo, básicamente por aplicaciones mayores en el concepto de obra pública. La variación principal se registró en Pemex-Exploración y Producción, en la adquisición de bienes muebles e inmuebles, construcción de obras y rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato.

Los egresos por mercancía para reventa ascendieron a 382,954.4 millones de pesos, 1.4% menos a lo ejercido en el año previo. Entre los componentes de la variación se identifican menores volúmenes importados principalmente de combustóleo de bajo azufre, diesel, naftas, gas natural licuado y gas licuado, disminuidos por mayores volúmenes de diesel de bajo azufre, gasolina Premium, gasolina regular, propano y gas seco. Los precios de los productos importados fueron en su mayoría menores a los del año previo, salvo en el caso de las naftas, turbosina, gas seco, gas natural licuado, gas licuado, propano y los petroquímicos.

Las operaciones ajenas netas presentaron un saldo neto de ingreso por 291.8 millones de pesos, en particular por las operaciones recuperables que registraron saldo neto de ingreso, originado por mayores recuperaciones de préstamos otorgados a trabajadores en proporción a los otorgados y por mayores cobros de fletes de turbosina.

El pago de impuestos indirectos fue 27.6% mayor al del año previo, principalmente por los enteros de IEPS, que el año anterior no se habían efectuado, así como del Impuesto al Valor Agregado por pagar a terceros, derivado del mayor gasto programable.

En 2014, los pagos de impuestos directos ascendieron a 790,387.6 millones de pesos, de los cuales 780,413.7 millones de pesos corresponden al pago de derechos relativos al esquema fiscal de Petróleos Mexicanos (este último importe representa 43.2% de los ingresos tributarios del Gobierno Federal).

El importe de la carga fiscal directa se ubicó en términos nominales 80,728.3 millones abajo del ejercicio del año previo, en particular por el menor pago del Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos (DOSH) con enteros 67,397.8 millones de pesos menores a los del año previo, así como pagos inferiores de los demás derechos por 12,865.3 millones de pesos, cuyas variaciones respecto al año previo son las siguientes:

Pagos de impuestos y derechos

(millones de pesos)

Concepto	2013	2014	Variación	
			Absoluta	Relativa (%)
Total	871,115.9	790,387.6	-80,728.3	-9.3
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	721,017.3	653,619.4	-67,397.8	-9.3
Otros derechos diversos	139,659.6	126,794.3	-12,865.3	-9.2
Sobre Extracción de Hidrocarburos	6,177.9	4,595.1	-1,582.9	-25.6
Especial sobre Hidrocarburos	5,450.4	3,386.0	-2,064.4	-37.9
Sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	106,304.6	103,940.8	-2,363.8	-2.2
Para la Fiscalización Petrolera	38.9	36.9	-1.9	-5.0
Para la investigación científica y tecnológica en materia de energía	8,416.2	8,001.0	-415.2	-4.9
Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo	10,313.2	5,745.5	-4,567.7	-44.3
Adicional sobre Hidrocarburos	2,573.6	732.9	-1,840.7	-71.5
Para regular y supervisar hidrocarburos	385.0	356.1	-28.8	-7.5
Impuestos	10,439.1	9,973.8	-465.2	-4.5

Fuente: Petróleos Mexicanos. Dirección Corporativa de Finanzas.

Durante 2014 se tuvo un endeudamiento neto por 221,681.2 millones de pesos que incluye además del endeudamiento mencionado en el apartado de financiamientos 1,757.8 millones de pesos por concepto de amortización en el rubro de ventas de cuentas por cobrar futuras, el cual fue 77.3% superior al del presupuesto original, sin embargo resultó 0.4% menor al presupuesto modificado autorizado por la SHCP. Respecto al año previo, el endeudamiento resultó superior en más de dos veces, sobre todo por el incremento en disposiciones de créditos bancarios y operaciones de mercado, aunado a que aunque las amortizaciones fueron mayores que el año previo, fue en menor proporción al incremento en las disposiciones.

Como resultado de lo anterior, Petróleos Mexicanos presentó un déficit primario de 90,023.7 millones de pesos, lo que representa un balance primario representativamente superior al déficit de 3,069.5 millones de pesos registrado en 2013.

Descontando al balance primario los egresos financieros netos, el déficit financiero registrado fue de 132,682.5 millones de pesos, el cual representa un balance inferior al obtenido en 2013 y al programado en 257.6% y 26.5%, respectivamente, pero 2.4% superior al presupuesto modificado, autorizado por la SHCP.

Desviaciones de los contratos relacionados con los principales proyectos de inversión al 31 de diciembre de 2014

La integración de los convenios modificatorios firmados para Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios para contratos de más de 100 millones de pesos es la siguiente:

Resultado de los convenios modificatorios

	Contratos vigentes	Importes acumulados en millones								
		Original			Con convenios a diciembre 2013			Con convenios a diciembre 2014		
		Pesos	Dólares	Euros	Pesos	Dólares	Euros	Pesos	Dólares	Euros
PEP	1,473	421,416	98,023	180	437,080	100,125	180	447,818	100,710	180
PR	149	32,707	5,062	28	33,857	5,066	28	35,227	5,134	28
PGPB	27	6,065	366	0	7,334	389	0	7,399	390	0
PPQ	15	3,028	28	0	3,054	28	0	3,135	28	0
TOTAL	1,664	463,216	103,479	208	481,325	105,608	208	493,579	106,262	208

Los totales pueden variar debido al redondeo de cifras.

Incrementos acumulados (%)

	A diciembre de 2013			A diciembre de 2014		
	Pesos	Dólares	Euros	Pesos	Dólares	Euros
PEP	3.7	2.1	0.0	6.3	2.7	0.0
PR	3.5	0.1	0.0	7.7	1.4	0.0
PGPB	20.9	6.3	0.0	22.0	6.6	0.0
PPQ	0.9	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0
TOTAL	3.9	2.1	0.0	6.6	2.7	0.0

Los totales pueden variar debido al redondeo de cifras.

5. Informe de los Organismos Subsidiarios

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 sus productos petrolíferos y petroquímicos, pasando por todos los procesos de transformación industrial a través de sus cuatro Organismos Subsidiarios, que tienen la responsabilidad de abastecer de hidrocarburos y sus productos derivados al mercado nacional, así como de obtener divisas por sus transacciones internacionales.

Petróleos Mexicanos, además de realizar las tareas de dirección estratégica y coordinación de los Organismos Subsidiarios les presta diversos servicios mientras que éstos últimos se enfocan en sus actividades sustantivas.

5.1 Pemex-Exploración y Producción

En los últimos años la inversión de Pemex-Exploración y Producción ha alcanzado máximos históricos, que se ha orientado a estabilizar la producción declinante y a identificar e incorporar nuevos recursos cada vez más complejos y difíciles de explotar.

Los principales retos que enfrenta este organismo son los siguientes:

- Incorporar reservas y mantener la producción. La mayoría de los yacimientos que explota han alcanzado una etapa madura o están en etapa de declinación, por lo que el organismo debe desarrollar enormes esfuerzos e inversiones en sostener su nivel de producción al tiempo que destina una buena parte de su inversión a la exploración, desarrollo y explotación de campos complejos y en aguas profundas, que le permitan incorporar reservas.
- Operación eficiente de yacimientos actuales. Se busca mantener la producción mediante la aplicación de técnicas de recuperación secundaria, algunas novedosas, lo que ha generado algunos eventos como la presencia de contaminantes, cloruros orgánicos o nitrógeno. El problema del cloruro en el crudo está ya resuelto, aún cuando afectó operación del Sistema Nacional de Refinación y provocó reclamos de clientes internacionales.
- Lograr asociaciones y alianzas con compañías internacionales que le permitan acceder a nuevo capital y tecnología.

El organismo tuvo los siguientes objetivos en 2014:

- Mantener la producción de petróleo crudo para satisfacer la demanda del Sistema Nacional de Refinación (SNR) y contar con excedentes para exportación;
- Mantener los niveles de producción del gas natural;
- Incrementar la tasa de restitución de reservas probadas y totales;

- Mantener los costos de producción, descubrimiento y desarrollo a niveles competitivos internacionalmente.

El programa de inversión de Pemex-Exploración y Producción buscó alcanzar los objetivos anteriores, al tiempo que pretendió maximizar el valor de las reservas producidas, mejorar la calidad en la selección de productos e incrementar la confiabilidad de los servicios de distribución y logística, a fin de alcanzar un nivel de eficiencia acorde con las mejores prácticas de la industria, sin descuidar la seguridad industrial y el cumplimiento a la normatividad ambiental.

En términos nominales, la inversión de capital en actividades de exploración y producción se incrementó en un 4.5% en 2014. Como resultado de la inversión que se llevó a cabo en años anteriores, se tuvieron los siguientes resultados:

- La producción total de hidrocarburos alcanzó un nivel de aproximadamente 1,291 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 2014.
- La producción de petróleo crudo disminuyó 3.7% de 2013 a 2014, promediando 2,428.8 miles de barriles diarios en 2014, principalmente debido a la disminución de la producción de los proyectos Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Delta del Grijalva, Crudo Ligero Marino e Ixtal Manik, la cual fue parcialmente compensada por el incremento de la producción de petróleo crudo en los proyectos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco.
- La producción de gas natural aumentó 2.5% de 2013 a 2014, promediando 6,531.9 millones de pies cúbicos diarios en 2014. El aumento se debió a mayores volúmenes producidos en los proyectos Ku-Maloob-Zaap y Tsimin Xux.
- La perforación exploratoria disminuyó 36.8%, de 38 pozos exploratorios terminados en 2013 a 24 pozos exploratorios terminados en 2014. La terminación de pozos de desarrollo disminuyó 34.9% de 785 pozos en 2013 a 511 pozos en 2014. Durante 2014 la perforación estuvo enfocada en incrementar la producción de gas asociado en los proyectos Aceite Terciario del Golfo y Ogarrio-Sánchez Magallanes y en los proyectos Cantarell y Ku-Maloob Zaap de petróleo crudo pesado.

La mayor parte de la producción es crudo Maya e Istmo. En 2014, el 52% de la producción total fue crudo pesado y el 48% de crudos ligeros y superligeros. Las regiones marinas producen principalmente crudo pesado (62.7% de la producción de las mismas en 2014), aunque también producen volúmenes importantes de crudos ligeros (37.3% de la producción de las mismas en 2014). La Región Sur produce principalmente crudos ligeros y superligeros, (92.3% de la producción de la misma en 2014), en tanto que la Región Norte produce crudo pesado (56.3% de ésta) y crudos ligeros (43.7% de la misma).

Los campos que aportan la mayor producción de crudo y gas natural en el Golfo de México están localizados en los activos Ku-Maloob-Zaap y Cantarell de la Región Marina Noreste; así como en Kuil, Ixtal, Homol, Chuc, Tsimin y Xanab de la Región

Marina Suroeste. En particular, el activo Ku-Maloob-Zaap, fue el que aportó mayor producción de crudo en 2014 con 856.7 miles de barriles diarios (35.3% de la producción nacional) y 571 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (8.7% de la producción nacional). Adicionalmente, el activo Cantarell, el segundo productor más importante de crudo, produjo 374.9 miles de barriles diarios en 2014 (15.4% de la producción nacional), y 1,120.9 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (17.2% de la producción nacional).

Las actividades de perforación de pozos durante 2014 condujeron a importantes descubrimientos terrestres. Los principales descubrimientos incluyeron reservas de petróleo crudo localizadas en las cuencas de Veracruz y del Sureste, específicamente en las regiones Norte y Sureste. Además, las actividades exploratorias en la Región Norte condujeron al descubrimiento de reservas de gas no asociado en la cuenca de Burgos. El reto actual con respecto a estos descubrimientos es su desarrollo inmediato, con el fin de incrementar los niveles actuales de producción.

Durante 2014, bajo los Contratos Integrales de Exploración y Producción, los contratistas han invertido aproximadamente 698 millones de dólares. Al cierre de 2014, la producción en los bloques de Contratos Integrales de Exploración y Producción alcanzó 54.5 miles de barriles diarios y 240 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, para una producción total de 102.6 miles de barriles de petróleo crudo equivalente.

El 19 de diciembre de 2014, de acuerdo con el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, Pemex-Exploración y Producción, conjuntamente con los contratistas de los bloques de Santuario, Magallanes, Altamira, Arenque, Ébano, Miquetla y Pánuco, solicitó a la Secretaría de Energía la migración de las áreas de los Contratos Integrales de Exploración y Producción a los nuevos contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos. De acuerdo con el procedimiento señalado en el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, se espera recibir de parte de la Secretaría de Energía, durante el segundo trimestre de 2015, la propuesta de modelo de contrato y de términos técnicos y fiscales para los nuevos contratos. En caso de que tales términos propuestos sean aceptables para Pemex-Exploración y Producción y para los actuales contratistas, los contratos de obra pública financiada de los bloques Santuario, Magallanes, Altamira, Arenque, Ébano, Miquetla y Pánuco serían terminados, y se firmarían nuevos contratos para la exploración y extracción y los correspondientes acuerdos de operación conjunta.

El 13 de agosto de 2014, la Secretaría de Energía, como resultado de su evaluación adjudicó a Petróleos Mexicanos reservas probadas que totalizaron 10,292 millones de barriles de petróleo crudo, condensados y los hidrocarburos licuables, y 10,859 miles de millones de pies cúbicos de gas seco (95.1% de las reservas probadas del país). En términos de reservas probadas y probables se asignó a Petróleos Mexicanos un volumen de 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (prácticamente el 100% de lo solicitado en la Ronda Cero, 83% de las existentes). Con relación a los

recursos prospectivos, se le asignaron 23,447 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (67% de lo solicitado y 21% del inventario de recursos prospectivos del país).

Las estimaciones de reservas probadas al 1 de enero de 2015 fueron preparadas por Pemex-Exploración y Producción y certificadas por los despachos de ingeniería independientes, quienes auditan dichas reservas de hidrocarburos.

Adicionalmente, el 10 de marzo de 2015, la CNH emitió el dictamen de reservas probadas, cuyos reportes estimados proporcionó Pemex-Exploración y Producción. Dicho dictamen valida que existen 13,017.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, integrados por 9,711 millones de barriles de aceite y 15,290.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los valores de reservas 1P que fueron determinados a nivel de región y activo, clasificadas en aceite, gas y su equivalencia en petróleo crudo equivalente son los siguientes:

Región/Activo	Petróleo crudo equivalente MMbpce	Crudo MMb	Gas natural MMMpc
Total	13,017.4	9,711.0	15,290.5
Marina Noreste	6,011.9	5,475.3	2,581.6
Cantarell	2,114.7	1,875.8	1,160.3
Ku-Maloob-Zaap	3,897.2	3,599.5	1,421.3
Marina Suroeste	2,227.3	1,442.1	4,065.3
Abkatún-Pol-Chuc	820.3	613.2	1,128.4
Litoral de Tabasco	1,407.0	828.9	2,936.8
Norte	1,520.2	860.6	3,313.2
Aceite Terciario del Golfo	801.5	601.9	950.8
Burgos	319.0	7.8	1,536.3
Poza Rica- Altamira	233.9	196.5	246.9
Veracruz	165.7	54.4	579.2
Sur	3,258.0	1,933.0	5,330.5
Bellota-Jujo	1,197.3	786.6	1,616.7
Cinco Presidentes	238.0	188.6	262.4
Macuspana-Muspac	318.8	82.6	1,029.6
Samaria-Luna	1,504.0	875.2	2,421.8

La tasa de restitución de reservas de Pemex-Exploración y Producción para un periodo se calcula dividiendo la suma total de reservas probadas, generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones de las reservas entre la producción total del periodo. La tasa de restitución de reservas probadas en 2014 fue de 67.4%, 0.4 puntos porcentuales menos que la de 2013 de 67.8%.

La relación reserva-producción que resulta de dividir las reservas remanentes al final del año que corresponde, entre el total de la producción de hidrocarburos del mismo año, resultó de 9.6 años para las reservas probadas al 31 de diciembre de 2014, lo que representa una disminución de 4.9% comparada con la de 2013 de 10.1 años.

La estimación de reservas totales^{6/} al 31 de diciembre de 2014 alcanzó 37,405 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de este volumen, 9,966 millones de barriles de petróleo crudo equivalente correspondieron a reservas probables, 14,421 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a reservas posibles y la diferencia, ya comentada anteriormente, a reservas probadas.

Los mayores volúmenes de reservas se ubican en la Región Norte, alcanzando 14,911 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en particular, en el proyecto Aceite Terciario del Golfo, que concentra la mayor acumulación de reservas con 12,294 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las principales incorporaciones exploratorias de reservas se ubicaron en aguas profundas del Golfo de México, donde se adicionaron 550 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En el caso de las reservas totales, la tasa de restitución alcanzó 65%.

Entre los yacimientos descubiertos durante 2014, destacan los siguientes:

Yacimientos descubiertos en 2014

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Región	Campo	Pozo	Fluido	1P	2P	3P
Total				85.2	174.1	837.1
Región Norte				10.4	44.0	417.6
	Céfiro	Céfiro-1 ^{2/}	Gas seco	4.7	23.9	71.7
	Tangram	Tangram-1 ^{2/}	Gas seco	3.3	17.2	51.8
	Exploratus	Exploratus-1 ^{1/}	Aceite ligero	0.0	0.0	290.9
	Santa Anita	Santa Anita-501	Gas húmedo	0.9	1.1	1.1
		Santa Anita-601	Gas húmedo	1.4	1.8	2.1
Región Sur				74.8	94.2	94.2
	Arroyo Zanapa	Arroyo Zanapa-201	Aceite ligero	0.3	0.3	0.3
	Santuario	Santuario-401	Aceite ligero	74.6	93.9	93.9
Región Marina Suroeste				0.0	36.0	325.4
	Hem	Hem-1 ^{1/}	Gas húmedo	0.0	0.0	72.1
	Nat	Nat-1 ^{1/}	Gas húmedo	0.0	0.0	187.3
	Tlacame	Tlacame-1	Aceite pesado	0.0	36.0	66.0

Cifras totales pueden variar por redondeo.

1/ Campos en aguas profundas.

2/ Pozos de gas de lutitas.

En 2014, el costo promedio de producción fue de 8.22 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, y representa un crecimiento de 3.9% respecto al costo promedio de producción de 7.91 dólares por barril de petróleo crudo equivalente en 2013. Este incremento se debió principalmente al aumento neto de 21% en costos relacionados a intervenciones menores a pozos y mantenimiento a instalaciones y servicios generales asociados a la producción, y a la disminución en la producción total de hidrocarburos. No obstante lo anterior, como se mencionó, actualmente se efectúa un esfuerzo importante de eficiencia en costos de producción ante la caída en el precio de los hidrocarburos.

6/ La información correspondiente a reservas 2P (reservas probadas más probables) y 3P (reservas probadas más probables más posibles) está en proceso de dictamen por la CNH.

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

El envío de gas a la atmósfera deriva principalmente de ajustes operativos para llevar a cabo el mantenimiento de instalaciones de producción y, en algunos casos, por limitaciones en la capacidad de manejo, procesamiento y transporte de gas natural. Asimismo, por condiciones de seguridad, este gas es enviado a los quemadores de campo y se considera una de las fuentes de emisiones aéreas más importantes en las instalaciones de petróleo y gas en zonas terrestres y marinas. En 2014, la quema de gas representó el 3.8% de la producción total de gas natural, lo cual significa un incremento con respecto a 2013, cuando la quema de gas representó el 1.9% de la producción total de gas natural. Este aumento se debe principalmente al rápido avance de gas y de crudo en producción del Activo Ku-Maloob-Zaap y la necesidad de nuevos pozos productores campos y desarrollo del sistema artificial (bombeo neumático).

En 2014, se invirtieron en términos nominales 222,069 millones de pesos en exploración y producción que comparado con los 212,556 millones de 2013, representó un incremento del 4.5%. Del total de las inversiones de Pemex-Exploración y Producción en 2014, se destinaron 34,232 millones de pesos al desarrollo de los campos de Ku-Maloob-Zaap, 19,638 millones de pesos al proyecto Tsimin-Xux, 18,943 millones de pesos al proyecto Aceite Terciario del Golfo, 18,276 millones de pesos a los campos de Cantarell, 12,829 millones de pesos al proyecto Crudo Ligerio Marino, 11,695 millones de pesos para el desarrollo de campos de gas natural en Burgos (incluyendo 3,208 millones de pesos de inversiones realizadas a través del programa de Contratos de Obra Pública Financiada, COPF), 10,618 millones de pesos al proyecto Chuc, 8,840 millones de pesos a los campos de Antonio J. Bermúdez, 7,020 millones de pesos para el proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes y 5,348 millones de pesos fueron dirigidos a los campos del proyecto Delta del Grijalva. Durante 2014 las erogaciones en estos diez proyectos representaron el 66.4% de todas las inversiones en exploración y producción. El restante 33.6%, equivalente a 74,630 millones de pesos, en términos nominales, se erogó en los 16 proyectos restantes así como en otros proyectos exploratorios y en soporte técnico y administrativo. Adicionalmente, en ese año, se invirtieron 79,613 millones de pesos en proyectos de mantenimiento operacional.

Respecto a las tendencias de las inversiones en exploración y producción, en 2014 se invirtieron 35,082 millones de pesos, en actividades de exploración de Pemex-Exploración y Producción que representan el 15.8% de la inversión total del organismo y un incremento del 9% en relación con los 32,179 millones de pesos del total de las inversiones en actividades de exploración en 2013. Durante 2014 se invirtieron 186,986 millones de pesos, es decir, el 84.2% de la inversión total de Pemex-Exploración y Producción en actividades de desarrollo, lo que representó un incremento de 3.7% con respecto a los 180,377 millones de pesos invertidos en actividades de desarrollo en 2013.

5.2 Pemex-Refinación

Este organismo cuenta con un sistema de seis refinerías para procesar petróleo crudo y producir gasolinas, turbosina, diesel, combustóleo, asfaltos y lubricantes, principalmente. También distribuye y comercializa la mayoría de estos productos en todo el país, en donde registra una demanda significativa de sus productos refinados.

Para atender los requerimientos de productos petrolíferos del mercado nacional, la empresa busca alcanzar la mayor eficiencia operativa de su infraestructura de producción, distribución y abasto, por lo que orienta un alto porcentaje de sus inversiones a la mejora de sus productos, buscando alcanzar estándares internacionales de calidad, cumplir requerimientos ambientales y mantener el nivel de producción.

Los principales retos que enfrenta son los siguientes:

- Acceso a recursos suficientes para invertir. Se buscan alternativas para incrementar la disponibilidad de recursos de inversión, dada la competencia interna por recursos con este propósito.
- Operación eficiente del SNR. Se trabaja en una estrategia que logre optimizar la operación de la infraestructura existente en el SNR, con objeto de disminuir la producción de residuales y facilitar su salida, así como solucionar los problemas derivados de la variabilidad de calidad de la materia prima.
- Cumplir con la normatividad ambiental. Se realizan inversiones para el aumento de la producción de combustibles de Ultra Bajo Azufre (UBA) en todas las refinerías del SNR.
- Disminuir las afectaciones derivadas del mercado ilícito de combustibles. Para el abatimiento de tomas clandestinas y el robo a instalaciones se incrementan las acciones de vigilancia y se refuerza la colaboración con entidades de gobierno, además de promover la aplicación de acciones legales en contra de los responsables.

El abasto de petrolíferos a la población se realiza sin interrupción, aunque ha sido necesario incrementar las importaciones de combustibles, especialmente de gasolina

regular y diesel de bajo azufre.

Pemex-Refinación tuvo los siguientes objetivos en 2014:

- Alcanzar un desempeño operativo eficiente en las actividades de transformación.
- Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico.
- Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos.
- Fortalecer la orientación a los clientes.
- Garantizar la operación “segura y confiable” para poder alcanzar la confiabilidad de las instalaciones, la rentabilidad del negocio y la sustentabilidad de la actividad.
- Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades.
- Intensificar y fortalecer los procesos de mantenimiento de las instalaciones y de la tecnología requeridos para dar el soporte necesario para los procesos sustantivos y administrativos del organismo.

En 2014, Pemex-Refinación produjo 1,206 miles de barriles diarios de productos refinados (incluyendo el gas seco, subproducto del proceso de refinación), una disminución de 5.5% en comparación con el nivel de 2013, de 1,276 miles de barriles diarios, misma que se debió principalmente a un menor proceso de crudo. La disminución del proceso de crudo se debió principalmente a una reducción de 5.5% en el volumen de petróleo crudo suministrado por los campos derivado de una baja de 3.7% en la producción de petróleo crudo en el año.

El combustóleo, las gasolinas automotrices y el diesel contribuyeron con la mayor parte de la producción de Pemex-Refinación. En 2014, el combustóleo representó 21.5%, las gasolinas 35% y el diesel 23.8% de la producción total de petrolíferos. La turbosina representó 4.4% y el gas licuado de petróleo 2.2% de la producción total. El restante 13.1% de la producción consistió en una variedad de otros productos refinados.

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

Los mayores consumidores de combustibles en México son la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los Organismos Subsidiarios. La CFE consumió aproximadamente el 91% de las ventas de combustóleo durante 2014, en cumplimiento con un contrato de

suministro de combustóleo celebrado en noviembre de 1995 y modificado a partir del 1 de enero de 2005. De conformidad con esta modificación, la cantidad mínima de combustóleo que Pemex-Refinación acordó suministrarle a la CFE durante 2014 fue de 78,400 barriles diarios de combustóleo, de acuerdo con la capacidad de suministro de Pemex-Refinación y los requerimientos de la CFE bajo su programa de sustitución de combustóleo por gas natural.

El precio por metro cúbico de combustóleo suministrado a la CFE se basa en el promedio de tres meses del precio spot por metro cúbico del combustóleo No. 6 (3% de azufre) en Houston, Texas, que se cotiza en el estudio de mercado de Platts en Estados Unidos, ajustado por los diferenciales de calidad y costos de transporte. Además, el precio del combustóleo tiene un descuento, por margen comercial, sobre cada metro cúbico entregado. En 2014, este descuento por volumen representó aproximadamente el 0.5% de las ventas totales de combustóleo a la CFE. El contrato puede darse por terminado por cualquiera de las partes con un aviso anticipado de seis meses. En 2014, la cantidad total que la CFE pagó a Pemex-Refinación conforme a este contrato fue de 42,846 millones de pesos y representó 5.7% de sus ingresos totales por ventas de productos refinados en México.

En 2014, el valor de las ventas de refinados en el país aumentó 1.4% (10,587 millones de pesos) respecto a 2013. Este incremento es consecuencia principalmente de un aumento del 5.8% en las ventas nacionales de gasolina y 6.7% de aumento en las ventas internas de diesel, básicamente por mayores precios en 2014. Sin embargo, este incremento fue parcialmente contrarrestado por una disminución de 40% en las ventas de combustóleo, una disminución de 0.7% en el volumen de las ventas de destilados en el país y menores precios internacionales de productos refinados.

En los últimos años, Pemex-Refinación ha destinado su programa de inversiones a mejorar la calidad de las gasolinas y el diesel para cumplir con las nuevas normas ambientales del país, así como a incrementar su capacidad de proceso de petróleo crudo pesado, con el fin de optimizar la mezcla de petróleo crudo en las refinerías, y aumentar la producción de gasolina y diesel para abastecer la creciente demanda de combustibles a un bajo costo, en lugar de crecer su capacidad de procesamiento general de petróleo crudo.

A mediano plazo, Pemex-Refinación continuará importando gasolina sin plomo a fin de satisfacer la demanda nacional. Durante 2014, importó aproximadamente 370 miles de barriles diarios de gasolina, lo que representó aproximadamente el 47.7% de la demanda nacional total de gasolina de ese año. En 2014 Pemex-Refinación invirtió 39,767 millones de pesos que, al compararse con los 30,051 millones de pesos que se invirtieron en 2013, representó un incremento del 32%. De los 39,767 millones de pesos invertidos, Pemex-Refinación asignó 878 millones de pesos a la refinería en Tula, Hidalgo, 8,003 millones de pesos a calidad de combustibles, 1,310 millones de pesos a la conversión de residuales de la refinería de Salamanca, 326 millones de

pesos al poliducto Tuxpan y a terminales de almacenamiento y distribución y 29,250 millones de pesos a otros proyectos.

5.3 Pemex-Gas y Petroquímica Básica

El objetivo básico de este organismo es procesar el gas natural extraído por Pemex-Exploración y Producción para obtener gas seco, gas licuado, etano y algunos otros petroquímicos. Otra tarea fundamental de este organismo era la distribución y provisión de gas a todo el país, tarea para la que contaba con una amplia red de ductos. Petróleos Mexicanos empleó 39.7% de la disponibilidad de gas seco del organismo, mientras que el sector industrial-distribuidor utilizó 21.1%, el sector eléctrico 31.5%, el sector de autogeneración de electricidad 2.6% y el sector de comercializadores 5.1%.

Los principales retos que enfrenta el organismo son los siguientes:

- Infraestructura insuficiente para el suministro de productos. Realizó acciones orientadas a superar las limitaciones que afectan la disponibilidad de los productos y cuando es necesario hacer uso de mayores importaciones de gas natural, gas licuado y propano, las áreas de logística de Pemex-Gas y Petroquímica Básica han logrado satisfacer el abasto al mercado. Durante 2014 no se presentaron alertas críticas relativas al gas seco en el Sistema Nacional de Gasoductos, la última alerta crítica se registró el 27 de mayo de 2013.
- Mantener los niveles de producción pese a las restricciones en disponibilidad de materia prima y la variabilidad de su calidad. El organismo realiza trabajos de colaboración para disminuir los efectos derivados de la vinculación de los niveles de elaboración de productos con la disponibilidad de gas húmedo dulce y amargo, así como de los condensados dulces y amargos provenientes de Pemex-Exploración y Producción.

La Reforma Energética contempla que se requerirá de un permiso, emitido por la Comisión Reguladora de Energía, para llevar a cabo el almacenamiento, transporte y distribución por ducto de petróleo, gas y petrolíferos, así como de etano, propano, butano y naftas. Dicha comisión deberá garantizar el acceso abierto y en igualdad de circunstancias a la infraestructura de transporte (por ductos) y almacenamiento de hidrocarburos y de sus derivados. Asimismo, emitirá la regulación de las ventas de primera mano de estos productos.

El promedio de gas natural húmedo procesado por Pemex-Gas y Petroquímica Básica disminuyó 1.4%, de 4,404 millones de pies cúbicos diarios en 2013 a 4,343 millones de pies cúbicos diarios en 2014.

El gas seco de Petróleos Mexicanos destinado a consumo nacional fue de 5,727 millones de pies cúbicos diarios, 0.1% inferior al consumo de 5,733.5 millones de pies cúbicos diarios de 2013. Derivado de la revisión a las ventas internas al final de cada año, se adecuaron las cifras de ventas a los complejos petroquímicos de 2013.

El organismo importa gas seco para complementar la producción y atender la demanda en el norte del país, dada la distancia desde los campos, puede ser suministrado más eficientemente mediante la importación de gas natural desde Estados Unidos. El 13 de agosto de 2013, Petróleos Mexicanos y el Gobierno Federal presentaron una estrategia para abordar la escasez de gas natural doméstico en el corto, mediano y largo plazo. En el corto plazo se ha dado un incremento en las importaciones de gas natural licuado y se ha cambiado el uso de gas natural por aceite combustible en las instalaciones de Pemex-Gas y Petroquímica Básica. En la segunda parte de 2013 y durante todo 2014 el organismo importó 19 embarques de gas natural licuado en la terminal de CFE en Manzanillo, Colima. Este gas natural ha sido inyectado al Sistema Nacional de Gasoductos con lo cual ya no se han presentado las denominadas "alertas críticas". En el mediano plazo, se está llevando a cabo la construcción de ductos y estaciones de compresión adicionales. Al respecto, en diciembre de 2014 fue inaugurada la primera fase del gasoducto Los Ramones, el cual se conecta con un nuevo gasoducto que transporta gas natural desde Agua Dulce, Texas. Finalmente, se espera aumentar las reservas de petróleo y gas de lutitas con el fin de satisfacer la demanda doméstica de gas natural en el largo plazo. Los componentes específicos de esta estrategia, incluyendo el papel de Petróleos Mexicanos, podrían tener un impacto por los cambios contemplados en la Reforma Energética.

Como resultado de la menor oferta de gas húmedo amargo y gas seco directo de campos por parte de Pemex-Exploración y Producción, las importaciones de gas natural crecieron 5.3% en 2014, pasando de 1,289.7 millones de pies cúbicos diarios en 2013 a 1,357.8 millones de pies cúbicos diarios en 2014. La cantidad total de gas natural importado por día en 2014 incluye 107.4 millones de pies cúbicos diarios de gas natural licuado importado a través de la terminal de Manzanillo.

La producción total de líquidos del gas natural, incluyendo condensados estabilizados, reprocesos y otras corrientes de fraccionamiento aumentó 0.6%, al pasar de 362 miles de barriles diarios en 2013 a 364 miles de barriles diarios en 2014.

Los condensados amargos procesados descendieron a 33.1 miles de barriles diarios, volumen 5.7% inferior al registrado en 2013 de 35.1 miles de barriles diarios. Pemex-Gas y Petroquímica Básica también procesa condensados dulces en las instalaciones de Burgos para producir gasolina natural pesada y ligera.

En 2014, el valor de las ventas aumentó 12.6%, al alcanzar 158,976.9 millones de pesos respecto a 2013. Este incremento es consecuencia principalmente de un aumento de 15.5% en las ventas nacionales de gas natural así como un crecimiento de 9.1% en las ventas internas del gas licuado de petróleo, debido básicamente a mayores precios de estos productos. Las ventas totales de petroquímicos realizadas por Pemex-Gas y Petroquímica Básica se incrementaron 54.7% debido principalmente a las mayores ventas de azufre.

El organismo invirtió 7,549 millones de pesos en 2014, comparado con los 5,405 millones de pesos invertidos en 2013. La inversión estuvo relacionada principalmente

con proyectos para el proceso del gas natural y de los condensados, así como para el transporte y almacenamiento de otros productos.

Al cierre de diciembre de 2014, las obras en desarrollo para atender el contrato de suministro de etano para el proyecto Etileno XXI, presentaron los siguientes avances: a) Contrato de Servicio de Transporte de Etano: presentó un avance físico de 83% y financiero de 85.2%. El acondicionamiento de plantas de proceso: presentó un avance físico de 87.5% y financiero de 72.5%.

5.4 Pemex-Petroquímica

Este organismo cuenta con siete complejos petroquímicos que elaboran productos pertenecientes a cuatro cadenas petroquímicas: derivados del metano, derivados del etano, propileno y derivados y aromáticos y derivados, además de otros productos. Es el único organismo que opera en un mercado abierto, lo que lo fuerza a competir en la colocación de sus productos además de permitirle realizar proyectos en conjunto con otras empresas, como es el caso de cloruro de vinilo y propileno.

El principal reto que enfrenta el organismo es revertir la escasez de recursos de inversión y el rezago tecnológico de la infraestructura petroquímica, que limita su competitividad. Con este objetivo busca efectuar un mayor número de asociaciones y alianzas en ciertas líneas de negocios. Un reto adicional genera la reducción en la disponibilidad de gas y petroquímicos provenientes del proceso de gas, lo que ha ocasionado una disminución en la producción de algunos petroquímicos.

La producción total anual de productos petroquímicos (incluyendo la producción de Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica^{7/} y Pemex-Petroquímica), disminuyó 1.4% en 2014, de 11,478 miles de toneladas en 2013 a 11,319 miles de toneladas en 2014. De esta cantidad, Pemex-Petroquímica produjo 7,237 miles de toneladas, lo que representa una disminución de 1.4% con respecto a la producción de 7,339 miles de toneladas en 2013. El remanente de estos productos petroquímicos fue producido por Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

En 2014, el valor de las ventas de los productos petroquímicos de Pemex-Petroquímica en el mercado interno se incrementó 6.7%, al pasar de 26,525.3 millones de pesos en 2013 a 28,293.6 millones de pesos en 2014. Este incremento se debió a: precios en moneda nacional de polietilenos y óxido de etileno superiores a los observados en 2013 (13% y 10%, respectivamente); incremento de volúmenes de ventas de estireno, polietileno de baja densidad y polietileno de alta densidad, metanol y aromina; y finalmente mayor volumen y precio de venta de acrilonitrilo.

Pemex-Petroquímica invirtió 4,765 millones de pesos en 2014, de los que se destinaron 539 millones para la modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico Cangrejera, el cual incluye nueva tecnología en la transformación de naftas a aromáticos, mediante el uso continuo de un reactor de

^{7/} No incluye naftas (gasolinas naturales).

regeneración catalítica; 136 millones de pesos para el sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano cadena II, en el Complejo Petroquímico Morelos; 116 millones de pesos para la ampliación y modernización de la cadena I de derivados del etano en el Complejo Petroquímico Morelos, con la finalidad de incrementar la producción de óxido de etileno de 225 mil a 360 mil toneladas anuales; 98 millones de pesos para la rehabilitación de instalaciones para seguridad física en el Complejo Petroquímico Morelos; 89 millones de pesos para el sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano cadena IV en el Complejo Petroquímico Morelos; 69 millones de pesos para sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano cadena II en el Complejo Petroquímico Cangrejera; 49 millones de pesos para mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Cangrejera; 11 millones de pesos para modernización y optimización de la infraestructura de servicios auxiliares I del Complejo Petroquímico Morelos; 7 millones de pesos para el sostenimiento de la capacidad de producción, almacenamiento y distribución del amoniaco y rehabilitación de equipos de servicios auxiliares de la planta de amoniaco V en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque; un millón de pesos para el sostenimiento de la capacidad de producción del tren de aromáticos II en el Complejo Petroquímico Cangrejera, y 3,587 millones de pesos para otros proyectos de sostenimiento, seguridad, modernización, optimización e infraestructura.

El 16 de enero de 2014, P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., compañía subsidiaria de Petróleos Mexicanos, firmó un contrato a través de una de sus subsidiarias para comprar los activos existentes de Agro Nitrogenados, S.A. de C.V., una subsidiaria de Minera del Norte, S.A. de C.V., incluyendo una instalación productora de fertilizantes fuera de operación, en Pajaritos, Veracruz, por un precio de compra de 275 millones de dólares. P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., espera renovarla y, a través de una subsidiaria, posteriormente, operar la instalación productiva, la cual se prevé empiece a producir en 2015, con una capacidad de producción anual de más de 990,000 toneladas de urea.

El 9 de diciembre de 2014, se anunció una serie de iniciativas como parte de la estrategia para aumentar la producción de fertilizantes, incluyendo la integración de la cadena del gas-amoniaco-fertilizantes y la renovación de una planta de amoniaco ubicada en Camargo, Chihuahua, que había estado inactiva desde 2002. Se espera que este proyecto de renovación tenga un costo de 35 millones de dólares para producir aproximadamente 132 millones de toneladas de amoniaco por año, una vez que entre en funcionamiento. El plan de reorganización aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 18 de noviembre 2014, también prevé la creación de la nueva empresa productiva subsidiaria, Fertilizantes, que se espera se convierta en una filial.

6. Otros temas relevantes

6.1 Gobierno corporativo

6.1.1 Órganos de gobierno

Petróleos Mexicanos inició 2014 con un Consejo de Administración integrado por 15 consejeros propietarios, seis pertenecientes al Gobierno Federal, cuatro profesionales y cinco del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana y contaba con siete comités de apoyo: Auditoría y Evaluación del Desempeño; Estrategia e Inversiones; Remuneraciones; Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios; Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable; Transparencia y Rendición de Cuentas; y Desarrollo e Investigación Tecnológica.

En el marco de la Reforma Energética y de acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos, el 7 de octubre de 2014 se constituyó el nuevo Consejo de Administración, presidido por el Secretario de Energía, integrado por 10 consejeros, cinco de ellos del Gobierno Federal designados por el Ejecutivo Federal, y cinco consejeros independientes, designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado de la República.

Integración del Órgano de Gobierno

Propietarios	Suplentes
Representantes del Estado	
Lic. Pedro Joaquín Coldwell Presidente Secretario de Energía	Mtro. Leonardo Beltrán Rodríguez Subsecretario de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de Energía
Dr. Luis Videgaray Caso Secretario de Hacienda y Crédito Público	Dr. Miguel Messmacher Linartas Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público
Consejeros del Gobierno Federal	
Lic. Ildefonso Guajardo Villarreal Secretario de Economía	Lic. José Rogelio Garza Garza Subsecretario de Industria y Comercio de la Secretaría de Economía
Ing. Juan José Guerra Abud Secretario del Medio Ambiente y Recursos Naturales	Ing. Rafael Pacchiano Alamán Subsecretario de Gestión para la Protección Ambiental de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
Dra. María de Lourdes Melgar Palacios Subsecretaria de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía	
Consejeros Independientes	
Mtro. Alberto Tiburcio Celorio	
Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana	
Ing. Jorge José Borja Navarrete	
Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra	
Vacante	

Al 1 de abril de 2015.

Con el nuevo Consejo de Administración, se establecieron cuatro comités de apoyo, en los términos de la Ley de Petróleos Mexicanos, un Comité de Auditoría, un Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones, un Comité de Estrategia e Inversiones, y un Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.

Durante 2014, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos llevó a cabo cinco sesiones ordinarias y 14 extraordinarias. Los comités de apoyo al Consejo, tanto los originales como los nuevos, efectuaron 21 sesiones ordinarias y 18 extraordinarias.

6.1.2 Estructura corporativa

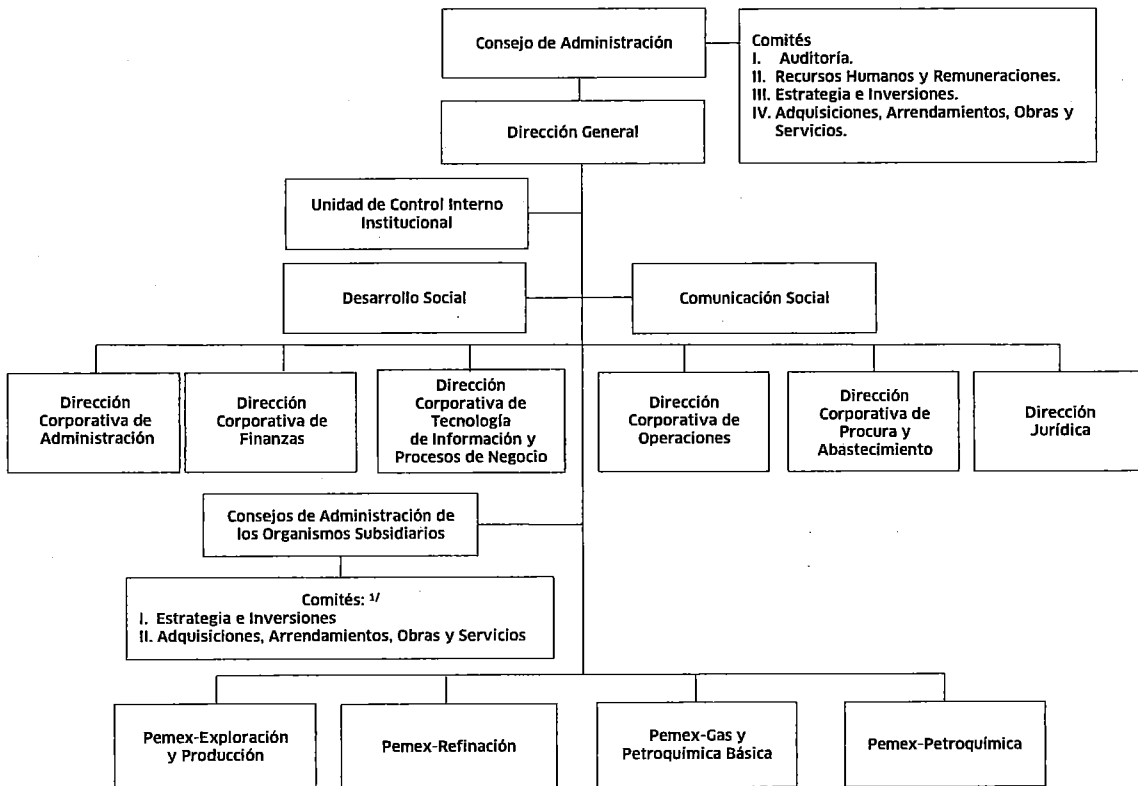
El 18 de noviembre de 2014 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la reorganización corporativa, misma que incluye la transformación de los cuatro Organismos Subsidiarios actuales en dos empresas productivas subsidiarias. Pemex-Exploración y Producción se transformará en Pemex Exploración y Producción mientras que Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica se reorganizarán en Pemex Transformación Industrial. También se contempla la creación de cinco empresas productivas subsidiarias en funciones no centrales, las cuales eventualmente se transformarán en empresas filiales:

- Pemex Perforación y Servicios: contempla la prestación de servicios de perforación.
- Pemex Logística: proporcionará el transporte por ductos tanto marítimo como terrestre para Petróleos Mexicanos y otras empresas.
- Pemex Cogeneración y Servicios: tendrá como objetivo el aprovechamiento de calor y vapor generado por procesos industriales.
- Pemex Fertilizantes: integración de la cadena productiva amoníaco-fertilizantes.
- Pemex Etileno: integración de la cadena productiva etano-polímeros.

En este contexto se autorizó que el proceso de reorganización corporativa de la empresa se lleve a cabo de manera paulatina en tanto se generan las condiciones para su adecuada operación.

Por otro lado, el 2 de diciembre de 2014 la Secretaría de Energía emitió la declaratoria de la transformación de Petróleos Mexicanos en una Empresa Productiva del Estado.

Estructura corporativa de Petróleos Mexicanos vigente al 31 de diciembre de 2014:



1/ El Consejo de Administración de cada organismo subsidiario cuenta con ambos Comités.
Estructura vigente al 31 de diciembre de 2014.

6.2 Donativos y donaciones

De conformidad con el numeral Cuadragésimo de los Criterios y Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, aprobados mediante acuerdo del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos número CA-130/2011, del 2 de diciembre de 2011, se incorpora en este documento información relativa a los donativos y donaciones, que se detalla en los informes que conforman el Anexo 3, Informe de Donativos y Donaciones 2014, conformado por tres apartados. Con relación a 2014 destaca lo siguiente:

- El Consejo de Administración de Pemex autorizó el 17 de enero de 2014, la cantidad de 3,646.1 millones de pesos como previsión presupuestaria anual de donativos y donaciones de productos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, distribuidos en 1,001.5 millones de pesos para donativos en efectivo y 2,644.6 millones de pesos para donaciones en producto; de los cuales corresponden 1,075.1 millones de pesos a asfalto y 1,569.5 millones a combustibles.
- A diciembre de 2014, se autorizaron 396 propuestas de donativos y donaciones por un monto total de 2,856.6 millones de pesos, cantidad que representa el 78.3% del presupuesto programado, de las cuales 28 fueron donativos en efectivo por un monto de 250 millones de pesos (8.8%) y 368 fueron donaciones en especie, por un monto de 2,606.6 millones de pesos (91.2%).

- De total autorizado de estos recursos, se otorga a los gobiernos de los estados 1,717.8 millones de pesos (60.1%); a los municipios 1,045.7 millones de pesos (36.6%), a las organizaciones de la sociedad civil 81.6 millones de pesos (2.9%) y una donación al Gobierno Federal por 11.5 millones de pesos (0.4%), con lo que se apoyó a Aeropuertos y Servicios Auxiliares de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, donación con la que se dio atención a las actividades de rescate a la población afectada por la emergencia resultante de los desastres naturales causados por el "Huracán Odile", en el estado de Baja California Sur.
- De los recursos autorizados, se destinó un monto de 2,313.7 millones de pesos a entidades federativas prioritarias para la operación de Petróleos Mexicanos, que representan el 81.0% del total de los recursos asignados.
- Los graves problemas que se presentan en estados no petroleros, en donde Petróleos Mexicanos también desarrolla importantes actividades de almacenamiento, transportación, distribución y comercialización, hicieron necesario modificar la norma para autorizar el incremento de los montos de recursos para este grupo de estados, con el objetivo de apoyarlos en la atención de las afectaciones de carreteras, caminos y rutas de acceso a instalaciones petroleras ocasionadas por los fenómenos meteorológicos; fortalecer las relaciones de colaboración con los gobiernos estatales en materia de seguridad, combate al mercado ilícito de combustibles, protección y vigilancia de las instalaciones petroleras, que permitan disminuir las tomas clandestinas; y por otro lado, participar en los esfuerzos del Gobierno Federal para el cumplimiento del Plan Michoacán, que tiene como propósito restablecer las bases de desarrollo integral en el estado, a través del trabajo coordinado entre las dependencias federales.
- Ante esta situación el Consejo de Administración, mediante Acuerdo CA-099/2014, del 3 de octubre de 2014, autorizó destinar cuando menos el 70% del presupuesto autorizado a zonas prioritarias, y hasta el 30% restante, tanto a zonas prioritarias como a no prioritarias, como excepción de lo previsto en el numeral Séptimo, fracciones I y II, de los "Criterios y Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios".
- En materia de donación de bienes muebles, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios donaron 33.4 millones de pesos, destacando que el 57.77%, esto es 19.3 millones de pesos, fueron donados por Pemex-Refinación. Es importante señalar que el organismo donó 19 autotanques a municipios, dos cuerpos de bomberos y una comunidad indígena del estado de Michoacán, lo que representa un valor de 13.9 millones de pesos, es decir el 72.13% del total donado por este organismo.
- Al 31 de diciembre de 2014, el avance en la entrega de los recursos de 2014 fue del 22.25%. A su vez el avance en el retiro de los recursos autorizados en 2013, fue de 91.87% y los apoyos de 2012, tienen un avance del 95.60%.
- En cumplimiento de los criterios y lineamientos en materia de donativos y donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se informa la

cancelación de remanentes no retirados, correspondientes a 156 donaciones otorgadas con anterioridad (2012 y 2013), en virtud del vencimiento del plazo para su retiro, los cuales alcanzan la cantidad de 145.2 millones de pesos.

- Petróleos Mexicanos otorga estos recursos, con el propósito de contribuir a generar entornos sociales favorables que permitan a la Empresa desarrollar sus operaciones en condiciones adecuadas, mediante la ejecución de estrategias de vinculación y responsabilidad social con gobiernos estatales, municipales, así como con organizaciones civiles, que propicien el crecimiento de la actividad petrolera vaya aparejado con el desarrollo económico y social de las comunidades en donde la empresa realiza sus actividades.

Petróleos Mexicanos suma a su estrategia de transformación el Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA) que ejecuta Programas, Obras y Acciones (PROA's) con impacto directo en las comunidades petroleras, buscando atender los rezagos sociales, impulsar el desarrollo humano, generar capacidades productivas y forjar un desarrollo sustentable para lograr y mantener la "Licencia Social de Operación", entendiéndose por ello, la disposición de la comunidad para que pueda operar en la zona.

El PACMA establece la participación de todos los actores involucrados, con el apoyo económico de los proveedores y contratistas que aportarán de manera obligatoria entre 1% y 2% de sus contratos, dependiendo de su monto y ubicación.

Durante 2014, el PACMA inició su etapa de implementación en todo Petróleos Mexicanos, con la gestión de un total de 132 PROA's y una inversión de más de 173.8 millones de pesos. 41 PROA's tuvieron avance en 2014, concluyendo nueve ese mismo año. Destaca la Unidad Médica Móvil que de septiembre a diciembre proporcionó atención en Nacajuca y Jalpa de Méndez, con una inversión de más de 80 millones de pesos. Con relación a los 91 PROA's restantes se contempla que inicien su ejecución en 2015.

6.3 Transparencia y rendición de cuentas

Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental (LFTAIPG)

Durante 2014, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios recibieron 6,575 solicitudes de acceso a la información, formuladas al amparo de la LFTAIPG. Se ha dado respuesta a 6,191 solicitudes, que incluyen las recibidas en el periodo y acumuladas de periodos anteriores, atendidas dentro de los plazos que marca la LFTAIPG.

Atención a solicitudes de información, LFTAIPG, 2014

Entidad	Total recibidas	Total atendidas
Total	6,575	6,191
Petróleos Mexicanos	2,672	2,653
Pemex-Exploración y Producción ^{1/}	2,172	1,957
Pemex-Refinación	1,069	973
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	381	344
Pemex-Petroquímica	281	264

^{1/} En 2014, se recibieron 565 solicitudes de un particular
Fuente: Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (IFAI).

Al cierre de 2014, se observa 32.7% de incremento en el número de solicitudes de información recibidas respecto a 2013 (4,953 solicitudes).

Entre las razones por las que se quedan pendientes de atención algunas de las solicitudes de información, destacan las siguientes:

- Las que se registraron en el Sistema INFOMEX en los últimos días de diciembre de 2014, por lo que su periodo de atención se corre a 2015.
- Aquellas que se registraron en los últimos días de 2014 y se autorizó una prórroga para su atención por el Comité de Información de Petróleos Mexicanos.
- Las solicitudes en las que exista un juicio de amparo en donde se haya decretado una suspensión, por lo que la Unidad de Enlace no las puede atender hasta que se resuelva en definitiva el amparo.

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 séptimo de la LFTAIPG.

En 2014, se realizaron 1,970,586 consultas al Portal de Obligaciones de Transparencia de Petróleos Mexicanos y de cada uno de sus Organismos Subsidiarios en su conjunto, con un incremento de 39.53% en el número de consultas realizadas, con relación a las presentadas en 2013, que fue de 1,412,293 consultas.

Consultas al Portal de Obligaciones de Transparencia de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, 2014

Entidad	Total
Total	1,970,586
Petróleos Mexicanos.	467,450
Pemex-Exploración y Producción.	457,416
Pemex-Refinación.	654,961
Pemex-Gas y Petroquímica Básica.	215,289
Pemex-Petroquímica.	175,470

Fuente: Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (IFAI).

Sistema de Índice de Expedientes Reservados

En 2014, el Sistema de Índices de Expedientes Reservados de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios tienen registrados un total de 124,804 expedientes, de los cuales: 50,961 están clasificados y 73,843 son expedientes desclasificados. En el año previo estaban registrados 111,674 expedientes, de los cuales 56,939 estaban clasificados y 54,735 eran desclasificados.

Comités de Información

Como lo establece el artículo 30 de la LFTAIPG y el 57 de su Reglamento, los Comités de Información están integrados por un servidor público designado por el Titular de cada Entidad, el Titular de la Unidad de Enlace, y el Titular del Órgano Interno de Control de cada Entidad, el Secretario Ejecutivo y otros servidores públicos necesarios para el apoyo al desarrollo de las funciones del Comité con voz pero sin voto.

Como se desprende del artículo 29 de la LFTAIPG, dentro de las funciones de los Comités de Información se encuentra la de 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 IFAI y el Archivo General de la Nación), así como promover una mayor eficiencia en la gestión de solicitudes.

Transparencia focalizada

La información que se publica en este renglón es la de utilidad para los ciudadanos, garantizando su fácil acceso, ya que se eliminan los accesos intermedios, contribuyendo a excluir la opacidad en la información.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios realizaron actividades en el marco de las acciones de transparencia 2014, entre las que destacan:

- Revisar, actualizar y homologar la sección de "Transparencia", ubicada en el portal de la empresa.
- Identificar las necesidades de la ciudadanía.

6.4 Enajenación de bienes muebles e inmuebles

Resultado de las ventas anuales de los bienes muebles e inmuebles de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios

Derivado de la implementación del Programa para la Desincorporación de Activos, y con objeto de dar continuidad a esta tarea, se informan los resultados en el ejercicio 2014.

Al 31 de diciembre de 2014, se obtuvo un cumplimiento de 101.6% de la meta

programada, con un ingreso neto acumulado de 476.6 millones de pesos en la enajenación de bienes muebles e inmuebles.

De acuerdo al Programa Anual de Disposición Final de Bienes Muebles, los resultados obtenidos fueron: avance de 83% (209.7 millones de pesos) respecto al monto programado. Los resultados se deben fundamentalmente a que en este periodo se enajenaron 33,078 toneladas de desechos, por un monto de 92.6 millones de pesos; 975 unidades vehiculares por un monto de 37.1 millones de pesos; tres buques tanque (Nuevo Pemex II, III y IV) por un importe de 41.7 millones de pesos; tres plantas (acetaldehído, polietileno de alta densidad y polietileno de baja densidad) por 21.4 millones de pesos; ductos para desenterrar por 0.8 millones de pesos; bienes diversos por 5.8 millones de pesos y desechos por 10.4 millones de pesos.

La variación observada entre lo vendido y lo programado, se debe a que de 162 licitaciones llevadas a cabo durante el periodo en cuestión, 22% (36 licitaciones) se declararon desiertas, canceladas y/o penalizadas. En las 126 licitaciones adjudicadas, 54% (68 licitaciones) se adjudicaron en primera o segunda almoneda y el 46% restante (58 licitaciones) se adjudicaron a través de oferta sostenida. Es importante mencionar que también se realizó un procedimiento de adjudicación directa correspondiente a 302 toneladas de desecho por 0.3 millones de pesos.

Presupuesto de ventas vs ventas netas, informe de resultados enero-diciembre 2014
(millones de pesos)

Concepto / organismo	Total	Corporativo	Pemex- Exploración y Producción	Pemex- Refinación	Pemex-Gas y Petroquímica Básica	Pemex- Petroquímica
Bienes muebles						
Ingreso programado	252.2	2.5	43.0	70.2	16.0	120.5
Ingreso neto acumulado	209.8	8.7	44.5	97.1	10.7	48.8
% de avance	83.2	348.0	103.5	138.3	67.0	40.5
Bienes inmuebles						
Ingreso programado	217.0	1.9	0.9	0.0	214.2	0.0
Ingreso neto acumulado	266.8	0.7	0.9	0.0	265.2	0.0
% de avance	122.9	36.8	100.0	-	123.8	-
Total						
Ingreso programado	469.2	4.4	43.9	70.2	230.2	120.5
Ingreso neto acumulado	476.6	9.4	45.4	97.1	275.9	48.8
% de avance	101.6	213.6	103.4	138.3	119.9	40.5

Fuente: Subdirección de Administración Patrimonial.

En relación a los bienes inmuebles enajenados, de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el avance obtenido fue 122.9%, la variación de los resultados esperados al término del periodo se debe principalmente a la enajenación de los gasoductos de los sectores Venta de Carpio y Ciudad Juárez, mismos que a solicitud de Pemex-Gas y Petroquímica Básica fueron licitados en cumplimiento con las disposiciones establecidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Programa de enajenación de bienes inmuebles de Petróleos Mexicanos 2014

El Programa de Enajenación de Bienes Inmuebles de Petróleos Mexicanos, mediante acuerdo CA-059/2014 adoptado en sesión 872 ordinaria, de fecha 10 de julio de 2014, autorizó la enajenación de los bienes inmuebles dictaminados como no útiles así como

informar sobre su cumplimiento. El programa está conformado por ocho inmuebles para su donación: siete en el estado de Veracruz y uno en el Distrito Federal, además de uno en permuta en el estado de Chihuahua. Conforme a lo anterior, se informa que para el año 2014 se dio cumplimiento al Programa de Enajenación de Bienes Inmuebles de Petróleos Mexicanos mediante la protocolización ante notario público de un inmueble, siete en proceso de formalización notarial y uno en proceso de formalizar la donación mediante el contrato de permuta correspondiente.

6.5 Seguridad industrial y protección ambiental

6.5.1 Seguridad industrial

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema Pemex-SSPA)^{8/} de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios tiene como objetivo guiar a la empresa hacia una mejora continua en su desempeño en estas materias, mediante 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, consolidando así una cultura en la materia con énfasis en la prevención. Los indicadores y las metas fueron aprobados en su momento por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

Las principales acciones del Pemex-SSPA durante 2014 fueron las siguientes:

- Aplicación de las siete líneas de reforzamiento del Sistema Pemex-SSPA, con una reducción de los accidentes graves relacionados.
- Para revertir la ocurrencia de accidentes menores y moderados, continuó la aplicación de campañas para la prevención de caídas, apertura de líneas, izajes y maniobras, protección en manos y mantenimiento mecánico y eléctrico.
- Aplicación del programa para control y reducción en los Equipos y Sistemas de Seguridad en Falla (ESSF), mediante el cual se logró abatir el número de equipos y sistemas en dicha situación.
- Actividades encaminadas al incremento en la cultura de indicadores proactivos de Administración de Seguridad de los Procesos (ASP), con 98% de cumplimiento.
- Rendición de cuentas en el Sistema al Director General dentro de las reuniones del Equipo de Liderazgo Directivo de SSPA.
- Formación de higienistas para cada unidad de implantación.
- Implantación de la Solución de Negocios de ASP en Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
- Se instrumentaron iniciativas de mejora de los procesos de "Somos PEMEX".

8/ 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.

- Se coordinó la aprobación de 16 proyectos normativos ante el Comité de Mejora Regulatoria Interna (COMERI), de acuerdo a Lineamientos del Proceso Regulatorio establecido por la Unidad de Control Interno Institucional.
- Se elaboró y aprobó la propuesta de Evolución del Sistema Pemex SSPA, con un esquema de administración de riesgos más sencillo, claro, práctico y operable a nivel centro de trabajo.

Las 12 Mejores Prácticas Internacionales (MPI) del SSPA son la base del sistema y sirven para administrar los aspectos generales de seguridad, salud y protección ambiental de Petróleos Mexicanos.

Índices de accidentabilidad de Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y contratistas

Seguridad industrial y salud en el trabajo

Para revertir la tendencia en accidentes graves, la Dirección Corporativa de Operaciones, a través de la Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SDOSSPA) y de la Subdirección de Coordinación de Mantenimiento (SCM), coordinaron con los Organismos Subsidiarios, las acciones para la integración y operación de grupos de trabajo para la instrumentación de un plan de contención de accidentes y un programa de reforzamiento de la Ejecución Disciplinada del Sistema Pemex Seguridad, Salud y Protección Ambiental-Confiability Operativa (SSPA-CO), para la Administración de Riesgos, el cual consta de siete líneas:

- Concientización Nivel Gerencial, Línea de Mando, función SSPA y Coordinación de elementos de Confiability Operativa (CO), el modelo de ejecución del SSPA-CO.
- Análisis de elementos y prácticas que inciden en el desempeño del programa SSPA-CO.
- Identificación y cierre de brechas en campo de elementos y prácticas de SSPA-y CO.
- Ejecución disciplinada del SSPA-CO durante la administración de trabajos.
- Implementación de indicadores proactivos para elementos y prácticas del SSPA-CO.
- Rendición de cuentas con el titular del comité técnico de evaluación del desempeño y aplicación de elementos SSPA-CO.
- Auditorías efectivas a las líneas 3, 4 y 5, relacionadas con: identificación y cierre de brechas, ejecución y rendición de cuentas del plan SSPA-CO.

Del primero de enero al 31 de diciembre, se logró el mejor resultado histórico del índice de frecuencia de accidentes para el personal de Petróleos Mexicanos al ubicarse en 0.38 accidentes por millón de horas-hombre trabajadas, comparado con el valor observado para este indicador en 2009 y 2010 que fue de 0.42. El índice de frecuencia de accidentes acumulado presentó una reducción de 33.3% respecto al valor de 2013

(0.57), debido principalmente a la disminución de 37% en el índice de Pemex-Refinación, 50% en Pemex-Gas y Petroquímica Básica y 28.6% en Pemex-Exploración y Producción.

Índice de frecuencia de accidentes

(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2013	0.57	0.49	0.46	0.32	0.84
2014	0.38	0.35	0.29	0.16	0.80
Variación %	-33.3	-28.6	-37.0	-50.0	-4.8

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones

La disminución en el índice de frecuencia anual, se originó por la disminución en la proporción de trabajadores lesionados en los Organismos Subsidiarios: Pemex-Refinación redujo 38%, Pemex-Gas y Petroquímica Básica tuvo un decremento de 50%, Pemex-Exploración y Producción disminuyó 31% y Pemex-Petroquímica redujo 27%. Las principales causas de la accidentabilidad en el año se observan en la Subdirección de Producción de Pemex-Refinación con 25 accidentes de los 36 totales del organismo y la Unidad de Negocios de Perforación con 38 de los 48 accidentes de Pemex-Exploración y Producción.

Índice de gravedad de accidentes

(días perdidos por millón de horas-hombre laboradas)

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2013	32	38	22	27	49
2014	25	28	29	3	48
Variación %	-21.9	-26.3	31.8	-88.9	-2.0

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

En 2014, el índice de gravedad acumulado para el personal de Petróleos Mexicanos, se ubicó en 25 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas, cifra 21.9% menor respecto al observado en 2013. Pemex-Refinación fue el único organismo que tuvo un aumento del índice de gravedad en 2014 con 31.8%, respecto a lo observado en 2013.

Las principales causas en materia de días perdidos en el año lo representan la Unidad de Negocios de Perforación de Pemex-Exploración y Producción con 3,333 días perdidos de los 3,844 del total del organismo, así como la Subdirección de Producción de Pemex-Refinación con 2,971 días perdidos de un total de 3,625 de parte del organismo.

Índice de frecuencia de accidentes en personal de contratistas

De enero a diciembre, el índice de frecuencia acumulado para el personal contratista, se ubicó en 0.33 accidentes por millón de horas-hombre laboradas. Esta cifra aumentó 13.8% respecto al año anterior, debido principalmente al incremento en el índice en 36% en Pemex-Exploración y Producción, 18.2% en Pemex-Petroquímica, a diferencia de Pemex-Refinación que disminuyó 35.4% respecto a 2013. Pemex-Gas y Petroquímica Básica se mantuvo sin accidentes incapacitantes en el año.

6.5.2 Protección ambiental^{9/}

Emisiones al aire

En 2014, se registró una disminución 2.1% en las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), en contraste, con el aumento de 26.2% en las emisiones de óxidos de azufre (SOx) debido a emisiones originadas por la declinación de pozos que utilizan nitrógeno para mejorar su producción, y por ello la generación de altos volúmenes de gas amargo que se queman en la Región Marina Noroeste, así como en el Centro de Procesamiento de Gas Akal C7/C8 de la Región Marina Noreste, y por la salida a mantenimiento en noviembre de una planta de recuperación de azufre.

Al cierre de 2014, las emisiones de CO₂ registraron 45 millones de toneladas, 10.7% superiores respecto a 2013. Este aumento se origina principalmente por una mayor quema de gas amargo con alto contenido de nitrógeno en el Activo de Producción Kú-Maloob-Zaap de la Región Marina Noroeste de Pemex-Exploración y Producción, al presentarse un incremento de la relación gas-aceite, con lo cual la capacidad de proceso y transporte de gas fue insuficiente, para atender esta situación, en el último trimestre se incorporó infraestructura para manejo de gas.

Emisiones al aire
(miles de toneladas/mes)

Compuesto	2013	2014	Variación
Óxidos de azufre (SOx)	40.1	50.6	26.2%
Óxidos de nitrógeno (NOx)	9.38	9.18	-2.13%
Bióxido de carbono (CO ₂)	3,387.0	3,748.6	10.7%

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Información del Sistema de Información de Seguridad y Protección Ambiental (SISPA) al 23 de enero de 2015.

Agua (uso, descargas y reuso)

Uso de agua

En 2014, el uso promedio mensual de agua cruda^{10/} presentó un aumento de 3.8%, el reuso de agua disminuyó 10.5% y las descargas de contaminantes disminuyeron 18.5% respecto al año anterior. El uso de agua cruda repuntó en el Sistema Nacional de Refinación en las refinerías Cadereyta, Minatitlán, Salina Cruz y Tula, por el traspaso de plantas de tratamiento de aguas residuales operadas por terceros a Pemex Refinación; así como por el incremento en uso del Complejo Petroquímico Cangrejera y Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex. El reuso de agua en el Sistema Nacional de Refinación disminuyó significativamente por el mismo motivo.

En 2014, las descargas de contaminantes al agua^{11/} disminuyeron respecto a 2013, al pasar de 422.1 a 343.9 toneladas promedio mensuales, debido a una reducción en el

9/ Información preliminar, sujeta a su proceso de auditoría.

10/ El agua cruda no tiene características de agua potable.

11/ Las descargas al agua incluyen los principales compuestos sujetos a control por la normatividad ambiental vigente y que se encuentran en las corrientes de agua como resultado de su utilización en el procesamiento de hidrocarburos y petroquímicos.

volumen y carga contaminante en las descargas de Pemex-Exploración y Producción en la Terminal Marítima Dos Bocas y en el Complejo Operativo de Rebombado de la Región Marina Noreste.

Inventario de residuos peligrosos, sitios contaminados, restauración de presas y fugas y derrames

Residuos peligrosos

El inventario final a diciembre de 2014 por 39.2 miles de toneladas fue 23.6% superior al del final de 2013 de 31.7 miles de toneladas. El 81% del inventario final de residuos peligrosos corresponde a actividades de refinación, de los cuales el 84% son sosas gastadas. La relación de disposición respecto a la generación fue de 0.9. La mayor disposición de residuos de toda la industria correspondió a lodos aceitosos (48%) y a sosas gastadas (15%). La mayoría de los residuos peligrosos tienen un proceso continuo de generación y en la mayoría de los casos, su disposición se realiza por lotes, conforme a volúmenes que permitan una disposición técnica y económicamente factible.

Disposición de residuos

Residuo	%
Lodos aceitosos	48.0
Otros	21.0
Sosas gastadas	15.0
Residuos de estopa, equipo de seguridad, madera, arena y plásticos impregnados de aceite	9.0
Lodos químicos	7.0
Total	100.0

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Pasivo ambiental

Al cierre de 2013, el inventario de sitios contaminados fue 1,020.24 hectáreas. Durante 2014 se incorporaron 130.77 hectáreas al inventario de sitios contaminados (87.03 hectáreas de Pemex-Refinación y 43.74 hectáreas de Pemex-Exploración y Producción).

Se remediaron 85.87 hectáreas (38.70 de Pemex-Refinación, 36.08 de Pemex-Exploración y Producción y 11.09 de Pemex-Gas y Petroquímica Básica).

Estas acciones dieron como resultado un inventario total de 1,065.14 hectáreas al cierre de 2014, que representa un incremento de 4.4% respecto a 2013.

Al cierre de 2013 el inventario de presas^{12/} de Pemex-Exploración y Producción fue de 84 presas, 8 de la Región Sur y 76 de la Región Norte. Durante 2014 se incorporaron 12 presas al inventario, 8 de la Región Sur y 4 de la Región Norte y fueron remediadas 8 presas, 2 de la Región Sur y 6 de la Región Norte.

Estas acciones resultaron en un inventario total de 88 presas al cierre de 2014, que

^{12/} Se refiere a las presas construidas como parte de las actividades de exploración y producción.

representa un aumento de 4.76%, respecto a 2013.

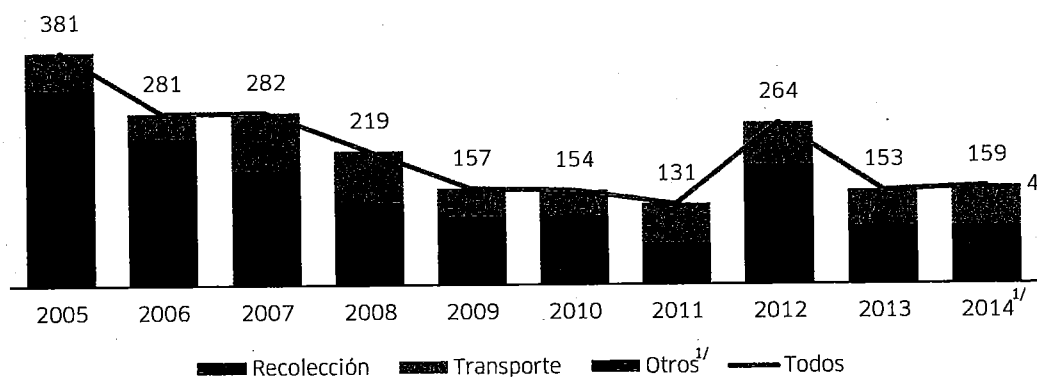
Las presas pertenecientes a la Región Norte representan el 84% del inventario total actual.

Fugas y derrames

La tendencia de fugas y derrames en ductos de Petróleos Mexicanos al cierre de 2014, presenta un incremento de 4%, en comparación con 2013.

- De las fugas y derrames en 2014, 60% se presentaron en los ductos de recolección y 38% en ductos de transporte.
- El volumen derramado de producto líquido en 2014 fue 80% menor a lo reportado en 2013. En el caso del gas, el volumen fugado se incrementó 63% respecto al año anterior.

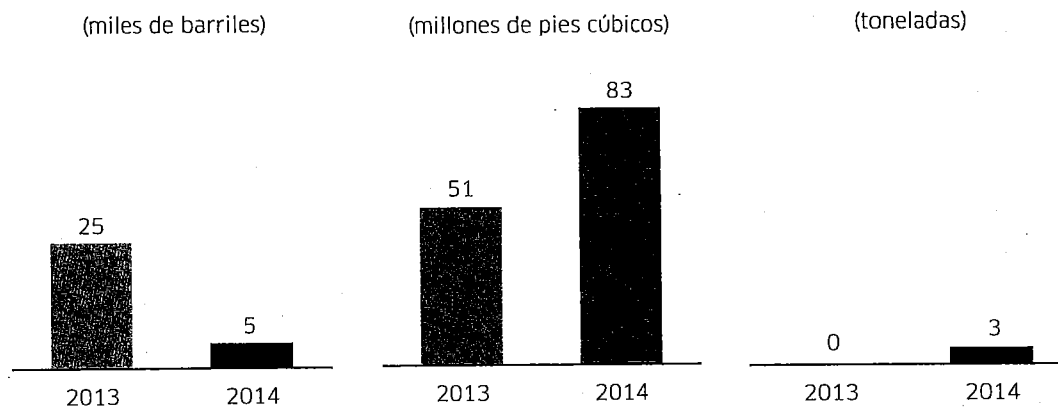
Tendencia de fugas y derrames



^{1/} Incluye acueductos, ductos playeros y de distribución.

Fuente: Subdirección de Logística de Hidrocarburos y Derivados. Dirección Corporativa de Operaciones.

Volúmenes acumulados



Fuente: Subdirección de Logística de Hidrocarburos y Derivados. Dirección Corporativa de Operaciones.

Entre los factores que inciden en los eventos de fugas y derrames se encuentran las tomas clandestinas y los fenómenos de corrosión. Con relación al primero de ellos, se refuerzan las tareas de vigilancia, cooperación con las autoridades locales y federales, así como se emprenden acciones legales en contra de los responsables. En lo que respecta a la corrosión exterior, se implementan controles para el monitoreo y seguimiento a los sistemas de protección catódica a fin de definir las acciones correctivas necesarias.

Plan de acción climática

En materia de mitigación directa, las acciones que contribuyen a reducir las emisiones de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) son: contar con la infraestructura necesaria para el manejo de gas y continuar con su aprovechamiento a niveles de 98%; continuar con el programa de eficiencia energética en las 464 instalaciones inscritas en el programa; continuar con el programa de cogeneración concentrado en seis plantas de proceso: Cactus 640 MW, Cadereyta 380 MW, Cangrejera 679 MW, Morelos 714 MW, Salina Cruz 517 MW y Tula 638 MW; continuar con los proyectos de reducción de emisiones fugitivas; desarrollar los proyectos de recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de CO₂ en el campo de Brillante en cumplimiento del Mapa de Ruta Tecnológica de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (*Carbon Capture, Use and Storage*, CCUS, por sus siglas en inglés).

En materia de mitigación indirecta, las acciones que se identificaron para reducir las emisiones por sumideros de carbono y que además reducen la vulnerabilidad por fenómenos hidrometeorológicos extremos son: continuar con la conservación y restauración en las zonas de mayor biodiversidad del país y de actividad petrolera; Parque Jaguaroundi, Selva Lacandona, humedales de Alvarado, Pantanos de Centla, restauración de la planicie costera y montaña de Tabasco.

Cambio climático y finanzas de carbono

Mercados de carbono

La gestión de los proyectos para reducir las emisiones de GEI bajo el esquema del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) se planteó como una oportunidad valiosa para que Petróleos Mexicanos consiguiera incentivos económicos orientados a la reducción de GEI y en la promoción del desarrollo sustentable de la empresa. Sin embargo, es un proceso que ha presentado importantes limitantes, entre las que se encuentran demostrar la adicionalidad de la acción bajo el esquema de selección de proyectos para su ejecución en Petróleos Mexicanos, la caída abrupta de los precios del carbono en este mercado y los altos costos de verificación, por lo que se explora la comercialización de certificados de reducción de emisiones de GEI en otros mercados alternativos al Protocolo de Kioto.

Al cierre de 2014, Petróleos Mexicanos cuenta con dos proyectos de reducción de emisiones registrados ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el

Cambio Climático (CMNUCC) como proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

- El proyecto MDL de "Eliminación de quema de gas en el campo Tres Hermanos" se planteó que tendría un potencial de reducción de emisiones cercana a 80,000 toneladas de Dióxido de Carbono equivalente (CO_{2e}) por año; sin embargo, Pemex-Exploración y Producción analiza continuar con el desarrollo del mismo.
- El proyecto "Recuperación de Calor en la Terminal Marítima Dos Bocas" de la Región Marina Suroeste de Pemex-Exploración y Producción, está registrado con un potencial similar de 88,000 toneladas de CO_{2e} por año.

En 2014, la SEMARNAT y la embajada de Japón en México firmaron un Memorandum de Colaboración para sentar las bases del Mecanismo de Crédito Conjunto (JCM por sus siglas en inglés) entre los dos países. Asimismo, en julio de 2014 Petróleos Mexicanos firmó una ampliación del *Memorandum of Understanding* (MoU por sus siglas en inglés) con *Sumitomo Mitsui Banking Corporation* (SMBC), con el objeto de incluir la ejecución del JCM dentro de sus objetivos.

En 2014, se firmó entre el gobierno de México y el estado de California un Memorandum de Entendimiento para promover la cooperación sobre cambio climático y medio ambiente, lo que facilitará el diálogo para la participación de México en su mercado de carbono. A finales de 2014 se logró la asignación de recursos promovido por Petróleos Mexicanos con el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE) y la Agencia de Cooperación Internacional Estadounidense (USAID por sus siglas en inglés) para el desarrollo del protocolo de Eficiencia Energética en Procesos de Combustión en la Industria, tanto en el sector público como privado de México, a desarrollarse por *Climate Action Reserve* bajo los estándares de California, que puede utilizarse para generar reducciones de emisiones de CO₂ reconocibles en México o en el estado de California.

Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas (NAMA)

- A la fecha, Petróleos Mexicanos tiene registradas ante las Naciones Unidas tres Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas de México. Una enfocada en la reducción de emisiones fugitivas en el sistema de procesamiento, transporte y distribución de gas natural que cuenta con un documento ejecutivo desarrollado; otra en cogeneración, registrada como idea y avances en el documento ejecutivo; y una tercera enfocada al sector gas y petróleo bajo el apoyo de *Environment Canada* que cuenta con estudios de medición específicos en varios centros de trabajo y sus potenciales de reducción de emisiones que son replicables a todo lo largo de la industria. En conjunto las tres NAMAs podrían alcanzar un potencial de reducción de emisiones superior a los 15 millones de toneladas anuales.

Compensación al impuesto a los combustibles fósiles

A partir del primero de enero de 2014, Petróleos Mexicanos paga un impuesto a los

combustibles fósiles contemplado en la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS). Este impuesto considera un esquema de compensación a través de bonos de carbono, que será implementado en Petróleos Mexicanos de acuerdo a las reglas que en su momento expida la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Alianzas globales

Petróleos Mexicanos continúa de manera activa colaborando con el *Global Methane Initiative* (GMI) y con la Alianza Global para la Reducción de Quema de Gas (GGFR, por sus siglas en inglés) del Banco Mundial. Asimismo, en 2014 Petróleos Mexicanos se incorporó a la alianza de Petróleo y Gas de la Coalición de Clima y Aire Limpio (CCAC) del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP), que tiene 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.

Esfuerzos en captura y secuestro de carbono asociados a la recuperación mejorada

Petróleos Mexicanos trabajó con la Secretaría de Energía, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, la Comisión Federal de Electricidad, la Universidad Nacional Autónoma de México y otras instituciones, en el desarrollo del Mapa de Ruta Tecnológica de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono en México, de donde surgió un documento de política nacional sobre el tema en marzo de 2014, con el planteamiento de un proyecto piloto para Petróleos Mexicanos en el Campo Cinco Presidentes y en talleres de capacitación.

Bono Verde - Emisión Banco Interamericano de Desarrollo

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) seleccionó a México dentro de un esquema piloto de financiamiento con empresas de servicios energéticos (ESCOs) a través de la emisión de bonos verdes por parte del BID en el Mercado de Capitales, para la eficiencia energética y la mitigación del cambio climático, dentro del sector gas y petróleo.

7. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos



ACUERDO

Con fundamento en los artículos 13, fracciones XVIII y XXIX, y 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 2014, 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 2014

Presentación

Corresponde al Consejo de Administración evaluar la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos, en términos del artículo 113, fracción V de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Dicha evaluación, junto con el reporte del Director General sobre la marcha de Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, los estados que muestren la situación financiera de la empresa, sus resultados y flujos de efectivo, la explicación y declaración de las principales políticas y criterios contables y de información seguidos y el reporte sobre el ejercicio del presupuesto, integran el informe anual que en abril de cada año se presenta para aprobación del Consejo de Administración y, por conducto de su Presidente, al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión.

Por acuerdo CA-081/2013 del 15 de julio de 2013 el Consejo de Administración aprobó el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo 2014 (POFAT), que determinó las metas operativas para el primer año del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018.

El POFAT es un programa anual que establece las variables operativas de los Organismos Subsidiarios, tales como producción, proceso de crudo y gas, elaboración de productos petrolíferos y petroquímicos, volúmenes de ventas nacionales e internacionales, entre otros. Dicho programa sirve de base para la elaboración del programa financiero que considera las premisas macroeconómicas, los precios internacionales, nacionales e interorganismos, con el fin de reflejar la situación de flujo de efectivo esperada.

El POFAT 2014 consideraba un presupuesto de inversión de 381 mil millones de pesos y de operación de 180 mil millones de pesos; sin embargo, fue modificado en diciembre de 2013 en consistencia con la capacidad global de financiamiento del sector público aprobada por el Congreso de la Unión, autorizando 357 mil millones de pesos en inversión, y 164 mil millones de pesos en operación, lo que dio lugar a una revisión de la programación operativa, mediante el Programa Operativo Anual 2014 (POA).

Al respecto, en el POA 2014 se actualizaron las metas de producción de crudo, producción y aprovechamiento de gas natural y rendimiento de gasolinas y destilados.

El Consejo de Administración en ejercicio de sus atribuciones, analizó la información disponible y previa opinión del Comité de Auditoría, emite su evaluación sobre la ejecución de los programas anuales y el cumplimiento de las metas establecidas en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios 2014-2018.

La presente evaluación se formula con base en la información proporcionada por Petróleos Mexicanos en el Informe a que se refiere el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos correspondiente a 2014, los estados financieros consolidados dictaminados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios correspondientes a 2014 elaborados bajo Normas Internacionales de Información Financiera.

El esquema metodológico general empleado considera las evaluaciones individuales por organismo subsidiario respecto del cumplimiento de metas por indicador, el cumplimiento integral, el desempeño financiero y la comparación histórica.

Evaluación

De la información presentada y de los demás elementos analizados, se destacan los indicadores más relevantes, según su incidencia directa en la cadena de valor. Para información más detallada sobre dichos indicadores y otros de incidencia indirecta que no son referidos en el presente documento, se sugiere consultar el Informe Anual de Petróleos Mexicanos correspondiente al ejercicio 2014.

Objetivo / Indicador	2014	
	Real	Meta
Tasa de restitución de reservas probadas (%)	67.4	≥100
Costo de producción (US\$/bpce)	8.22	≤7.75
Producción de crudo (Mbd)	2,429	2,520
Producción de gas natural (MMpcd)	5,758	6,069
Producción de petrolíferos (Mbd)	1,206	1,327
Aprovechamiento de gas natural (%)	96.2	98.6
Rendimiento de gasolinas y destilados (%)	64.9	66.9

Capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado (Mbd)	900	1,250
Capacidad adicional de transporte de petrolíferos por ducto (Mbd)	118	115
Índice de frecuencia de accidentes (índice)	0.38	< 0.42
Emisiones de SOx (Mt)	606.9	178.3 ^{1/}
Balance primario (MM\$)	-90,024	-59,319
Balance financiero (MM\$)	-	-
	132,683	104,880

^{1/} La meta de SOx corresponde a una reducción de 178.3 Mt respecto al año base 2013, lo que representa una emisión de 303.24 Mt

A continuación, se comentan los resultados de los principales indicadores:

En exploración y producción, la tasa de restitución de reservas probadas y la producción resultaron menores a lo programado, asimismo, los costos de producción presentaron un incremento respecto del año anterior, aunque se mantuvieron por debajo de la referencia internacional. La producción de crudo fue inferior en 3.6% respecto a la meta y la de gas natural en 5.1%. La tasa de restitución de reservas probadas fue 32.6% menor a lo que se había programado. El aprovechamiento de gas fue menor a lo programado en 2.4%.

La producción de petrolíferos fue menor en 9.1% a la meta, por lo que la demanda nacional de petrolíferos fue satisfecha a través de importaciones, las cuales se vieron incrementadas en 6%, respecto de lo programado.

La entrega neta de gas natural a Pemex Gas y Petroquímica Básica también decreció con respecto a la meta; sin embargo, se realizaron acciones que permitieron satisfacer su demanda y evitaron la emisión de alertas críticas, destacando la coordinación con la Comisión Federal de Electricidad para que ésta sustituyera gas natural por otros combustibles en la generación eléctrica.

El desempeño en capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado sufrió desviaciones relevantes de menos 28% con respecto a la meta planeada, lo que afectó también el nivel de exportaciones de la entidad.

Por otro lado, se destaca que la capacidad de transporte de petrolíferos y gas natural por ducto se incrementó 2.6%, lo que eventualmente podrá reducir los costos logísticos promedio.

En cuanto a los indicadores financieros, Petróleos Mexicanos no alcanzó las metas de balance primario y financiero aprobadas en el Presupuesto de Egresos de la Federación, principalmente por factores relacionados con la menor producción de crudo y el incremento en las importaciones. Los



ajustes realizados a las metas fueron aprobados durante el ejercicio 2014 por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Es importante mencionar que el ajuste presupuestal a la baja estimado de 6% en inversión y 9% en operación con motivo de la aprobación del Presupuesto de Egresos, no fue el elemento que explica el incumplimiento de más de la mitad de las metas planteadas ya que, como se refirió en el proemio de este documento, las metas relevantes fueron ajustadas como consecuencia de la asignación presupuestal aprobada.

Los resultados reportados por Petróleos Mexicanos para 2014 reflejan tendencias observadas en los últimos años. Dentro de los factores que incidieron en los resultados negativos destacan limitantes en la planeación y ejecución de los proyectos, los retos derivados de la creciente complejidad geológica y la etapa de madurez de los yacimientos.

A ello, habría que aunar un marco jurídico que obligaba a Petróleos Mexicanos al suministro nacional de los petrolíferos y a metas volumétricas, en un entorno monopólico en la mayoría de las actividades del sector energético, con criterios distintos a la rentabilidad y que limitaba el acceso de la empresa a alternativas tecnológicas, de operación y ejecución que impedían tomar acciones para revertir las tendencias. Adicionalmente, habría que reconocer el pasivo laboral que ha sido desde hace más de una década un factor que ha incidido negativamente en los resultados financieros de la empresa.

Asimismo, el ejercicio presupuestal en las áreas de exploración y producción se vio seriamente limitado por la necesidad de cubrir compromisos de pago asumidos en ejercicios anteriores, por un monto aproximado de 70 mil millones de pesos, lo cual impactó en la capacidad de inversión.

Dichos compromisos de pago fueron comprometidos por arriba de los presupuestos aprobados para el 2011 y 2012; lo que derivó en que para el 2013 y 2014 una parte importante del presupuesto se dedicara a pagos de estas obligaciones; afectando la inversión neta de forma importante.

Adicionalmente, desde el 2009 se presentó un incremento de producción de crudo con proporciones crecientes de agua. Hasta el 2013 y 2014 se corrigió la medición de dicho fenómeno en ciertos yacimientos, por lo que la producción neta en el 2014 refleja estos factores con certeza de estándares internacionales.

Conclusiones

Petróleos Mexicanos continúa enfrentando retos considerables, por lo que es necesario reenfocar los esfuerzos para revertir las tendencias en diversos indicadores, en particular aquéllos que inciden directamente en la creación de valor, con el objeto de estar en condiciones de generar mayor valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano y asegurar que la empresa pueda competir de manera eficiente en los próximos años en mercados nacionales e internacionales.

Metas tan importantes como la producción de crudo y la producción de gas quedaron por debajo de lo programado en 2014. En ese sentido es prioritario que la empresa lleve a cabo acciones correctivas



en relación a la continuidad operativa de equipos de compresión, control de pozos críticos y asegurar la terminación en tiempo de las obras programadas para el manejo y mejor aprovechamiento del gas.

Petróleos Mexicanos debe realizar acciones para incrementar las tasas de restitución de reservas de hidrocarburos para asegurar la sustentabilidad de la empresa, mantener las asignaciones que resulten rentables y migrar aquellas asignaciones y contratos en los que resulte más eficiente el uso de recursos en asociación para la producción de hidrocarburos y participar en rondas de licitación para contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, haciendo un mejor uso de sus recursos, diversificando su portafolio de inversión y acceder a nueva tecnología.

Asimismo, debe orientar los esfuerzos de transformación industrial a los mercados adecuados por razones estratégicas y de rentabilidad, atendiendo a la eficiencia en la producción, logística y comercialización, así como a la generación de valor, a través de esquemas novedosos de ejecución y operación permitidos en el marco de la Reforma Energética.

Es de destacar que los resultados a la baja obedecen a una tendencia de los últimos años, ya que la producción y la tasa de restitución reservas de hidrocarburos han venido decreciendo consistentemente. Se estima que la Reforma Energética coadyuvará a revertir dicha tendencia, considerando que a través de ella se dota a Petróleos Mexicanos de mayor capacidad de gestión, libertad de operación y autonomía presupuestal, lo que sumado al crecimiento esperado de la industria por la presencia de nuevos competidores propiciará alianzas y asociaciones estratégicas y como consecuencia de ello más inversión, mayor control, eficiencia y rentabilidad en Petróleos Mexicanos.

Como consecuencia de dicha Reforma, durante 2014 dejó de ser un organismo público descentralizado para transformarse en empresa productiva del Estado, se reorganizó corporativamente y se inició el proceso de confección de su nuevo régimen jurídico, incluidos los nuevos órganos de vigilancia y auditoría de la empresa y la habilitación de los regímenes especiales previstos en la Ley de Petróleos Mexicanos.

El tiempo en que tardará en madurar la Reforma Energética y el entorno competitivo, es clave para que la empresa productiva del Estado revierta los resultados operativos no favorables e incremente su productividad. Petróleos Mexicanos debe aprovechar a cabalidad las nuevas herramientas legales con que cuenta para elegir los proyectos más rentables y mejorar su desempeño operativo.

En ese sentido, Petróleos Mexicanos debe hacer uso al máximo de la flexibilidad de asociación, contratación, operación, administración, gobierno y presupuestal que le otorga la Reforma Energética para enfrentar estos importantes retos financieros y operativos.

ANEXO 1

EMPRESAS SUBSIDIARIAS, VEHÍCULOS FINANCIEROS Y FIDEICOMISOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

Empresa	% Participación*
Filiales de Petróleos Mexicanos	
P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	98.335
P.M.I. Trading Limited	48.515 Directo 51.485 Ind.
P.M.I. Holdings North America, Inc.	100.0 Ind.
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	100.0
P.M.I. Holdings B.V.	100.0
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	100.0 Ind.
P.M.I. Services B.V.	100.0 Ind.
Pemex Internacional España, S.A.	100.0 Ind.
P.M.I. Services North America, Inc.	100.0 Ind.
Deer Park Refining Limited Partnership.	49.995 Ind.
Texas Frontera LLC	50.0 Ind.
Frontera Brownsville LLC	50.0 Ind.
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	100.0 Ind.
Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.	100.0 Ind.
Hijos de J. Barreras, S.A.	51.0 Ind.
Ductos El Peninsular, S.A.P.I. de C.V. ^{3/}	30.0 Ind.
P.M.I. Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V. ^{2/}	100.0 Ind.
P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V. ^{2/}	100.0 Ind.
P.M.I. Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V. ^{2/}	100.0 Ind.
P.M.I. Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V. ^{2/}	100.0 Ind.
PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V. ^{2/}	100.0 Ind.
Kot Insurance Company, A.G.	100.0
Pemex Procurement International, Inc.	100.0
Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V.	100.0
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	0.018 Directo 99.982 Ind.
Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.	49.0
Unión de Crédito de la Industria de la Construcción, S.A. de C.V.	3.850
Unión de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes, S.A. de C.V.	5.0
Repsol, S.A.	1.450 Ind.
Filiales de Pemex-Gas y Petroquímica Básica	
Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.	50.0
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
Transportadora del Norte SH, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
TDF, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
Gasoductos del Sureste, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
Gasoductos del Noreste, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
Gasoductos Ingeniería, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
Gasoductos Servicios Subholding, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V. ^{4/}	50.0 Ind.
Gasoductos Servicios Corporativos, S. de R.L. de C.V. ^{5/}	50.0 Ind.
CH4 Energía, S.A. de C. V.	50.0
Mex Gas Internacional, S.L.	100.0
Mex Gas Supply, S.L.	100.0 Ind.

Mex Gas Trading, S.L.	100.0 Ind.
Mex Gas Enterprises, S.L.	100.0 Ind.
MGI Enterprises US, LLC	100.0 Ind.
Mex Gas Cogeneración, S.L.	100.0 Ind.
PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V. ^{6/}	100.0 Ind.
MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V. ^{7/}	100.0 Ind.
MGC México, S.A de C.V. ^{8/}	100.0 Ind.
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.	100.0 Ind.
TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.	75.0 Ind.
TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	50.0 Ind.
TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V. ^{9/}	75.0 Ind.
TAG Transistmico, S. de R.L. de C.V. ^{10/}	100.0 Ind.
Sierrita Gas Pipelines, LLC	35.0 Ind.
NET Mexico Pipeline Partners, LLC	10.0 Ind.
Pasco International Limited	100.0
Pasco Terminals, Inc.	100.0 Ind.
Terrenos para Industrias, S.A.	100.0
Filiales de Pemex-Exploración y Producción	
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.	60.0
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.	40.0
P.M.I. Marine Limited	100.0
PEMEX USA, Inc.	100.0 Ind.
PMI Field Management Resources, S.L.	100.0 Ind.
PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.	100.0 Ind.
Filiales de Pemex-Refinación	
Mexicana de Lubrificantes, S.A. de C.V.	49.0
Filiales de Pemex-Petroquímica	
P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V.	50.0 Directo 50.0 Ind.
PPQ Cadena Productiva, S.L.	99.998 Directo 0.002 Ind.
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.	44.090 Ind.

*Redondeado a un decimal o a tres cuando existen más cifras significativas.

Ind.= Porcentaje de participación accionaria indirecta.

Directo= Porcentaje de participación accionaria directa.

1/ Participación accionaria de PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. con el 30.00%, con el objeto de construir una terminal de almacenamiento en Leona Vicario, QR.

2/ Empresas creadas por PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. con el 99.00% y 1.00% de P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., con el objeto de mover los productos actualmente comercializados en el Golfo de México a los mercados del Pacífico, aprovechando la posición estratégica de México.

3/ Empresa creada por PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. con el 99.00% y 1.00% de P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., con el objeto de desarrollar diversos proyectos relacionados con el azufre.

4/ Empresa creada por Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V. con el 99.9% y el 0.1% Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R.L. de C.V. El objeto de la empresa es contribuir al desarrollo del proyecto los Ramones fase II.

5/ Empresa creada con el 99.9% de participación de Gasoductos Servicios Subholding y el 0.1% Gasoductos Ingeniería, S. de R.L. de C.V. El objeto de la empresa es prestar servicios especializados de administración de proyectos energéticos.

6/ Empresa creada por Mex Gas Cogeneración, S.L. con el 98% y el 2% Mex Gas Enterprises, S.L., cuyo objeto es desarrollar el proyecto de Cogeneración en el CPG Cactus.

7/ Empresa creada por Mex Gas Internacional, S.L. con el 99.8% y el 0.2% Mex Gas Enterprises, S.L., cuyo objeto es proporcionar servicios de asistencia al Grupo Mex Gas.

8/ Empresa creada por Mex Gas Internacional, S.L. con el 99% y el 1% MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V., cuyo objeto es la comercialización nacional de gas natural, gas licuado de petróleo y naftas.

9/ Participación accionaria de TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V. con el 5.00%, PMI Holdings B.V. 45.00% y Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V. con el 50.00%, cuyo objeto principal es la prestación de servicios de transporte de gas natural.

10/ Empresa creada por Mex Gas Enterprises, S.L. con 1% de participación y el 99% restante de TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V., cuyo objeto es la prestación de servicios de recepción, entrega, almacenamiento, distribución, compraventa, comercialización, importación, exportación, suministro, conducción y transporte de hidrocarburos.

ANEXO 2

DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 2014-2013 DE PETRÓLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS BAJO NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA (NIIF)

**PETRÓLEOS MEXICANOS,
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y
COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE
DICIEMBRE DE 2014, 2013 Y 2012 E INFORME
DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES**

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012
e informe de los auditores independientes

Índice

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de los auditores independientes	1 y 2
Estados financieros consolidados:	
Estados de situación financiera	3 y 4
Estados del resultado integral	5
Estados de variaciones en el patrimonio (déficit)	6
Estados de flujos de efectivo	7
Notas a los estados financieros	8 a 112



Tel.: +52 (55) 8503 4200
Fax: +52 (55) 8503 4299
www.bdomexico.com

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

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al H. Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias ("PEMEX"), que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y los estados consolidados de resultados integrales, de variaciones en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes a los años terminados en dichas fechas, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la administración en relación con los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados que se acompañan presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2014 y 2013, así como los resultados integrales y los flujos de efectivo consolidados correspondientes a los años terminados en dichas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Párrafo de énfasis

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

Como se menciona en la Nota 1 a los estados financieros, el 20 de diciembre de 2013 se publicó el Decreto de la Reforma Energética, el cual establece, entre otros aspectos, que la Nación llevará a cabo las actividades estratégicas de exploración y extracción del petróleo e hidrocarburos y que el Gobierno Federal mantendrá siempre la propiedad y el control sobre las empresas productivas del Estado que se constituyan. El 11 de agosto de 2014 se publicó la legislación secundaria de dicho Decreto, el cual incluye, entre otras disposiciones, la Ley de Petróleos Mexicanos, que establece que Petróleos Mexicanos se transformará de un organismo público descentralizado en una empresa productiva del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. El 18 de noviembre de 2014, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la propuesta de reorganización corporativa, acordando la primera etapa de la transformación y creación de las empresas productivas subsidiarias descritas en la Nota 1, sin que esto modifique la entidad consolidada de Petróleos Mexicanos. A la fecha de estos estados financieros no se ha concluido el proceso de transformación y creación de dichas empresas.

Como se indica en los incisos e) y f) de la Nota 10 a los estados financieros, y como consecuencia del Decreto de la Reforma Energética, PEMEX deberá transferir ciertos activos de exploración y producción, así como de transportación de gas natural, con un valor en libros de \$ 105.3 mil millones de pesos al 31 de diciembre de 2014, activos que le deberán ser resarcidos a valor justo en los términos que disponga la Secretaría de Energía. A la fecha de estos estados financieros, no se ha transferido activo alguno y consecuentemente ningún ajuste se ha reconocido por estos conceptos.

CASTILLO MIRANDA Y COMPAÑÍA, S. C.



C.P.C. Bernardo Soto Peñafiel

México, D. F., a
28 de abril de 2015

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera
31 de diciembre de 2014 y 2013
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Activo			
Circulante			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5	\$ 117,988,528	\$ 80,745,719
Cuentas por cobrar y otros	6	114,422,967	122,512,011
Inventarios	7	49,938,656	56,914,500
Activos financieros disponibles para la venta	8	5,414,574	17,728,571
Instrumentos financieros derivados	13	<u>1,562,556</u>	<u>6,741,640</u>
Total del activo circulante		<u>289,327,281</u>	<u>284,642,441</u>
No circulante			
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	9	22,014,760	16,779,501
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	10	1,783,374,138	1,721,578,741
Impuestos diferidos	17	4,142,618	2,493,162
Efectivo restringido	5	6,884,219	7,701,798
Otros activos	11	<u>22,625,264</u>	<u>14,194,710</u>
Total del activo no circulante		<u>1,839,040,999</u>	<u>1,762,747,912</u>
Total del activo		<u>\$ 2,128,368,280</u>	<u>\$ 2,047,390,353</u>
Pasivo			
Circulante			
Porción circulante de la deuda a largo plazo	12	\$ 145,866,217	\$ 90,676,943
Proveedores		116,178,295	106,745,193
Cuentas y gastos acumulados por pagar		12,235,005	14,194,719
Instrumentos financieros derivados	13	17,459,740	6,284,482
Impuestos y derechos por pagar	17	<u>42,420,090</u>	<u>41,289,495</u>
Total del pasivo circulante		<u>334,159,347</u>	<u>259,190,832</u>
No circulante			
Deuda a largo plazo	12	997,384,286	750,563,471
Beneficios a los empleados	14	1,474,088,528	1,119,207,870
Provisión para créditos diversos	15	78,422,943	69,209,398
Otros pasivos		7,718,088	7,405,724
Impuestos diferidos	17	<u>4,315,942</u>	<u>27,059,698</u>
Total del pasivo no circulante		<u>2,561,929,787</u>	<u>1,973,446,161</u>
Total del pasivo		<u>\$ 2,896,089,134</u>	<u>\$ 2,232,636,993</u>

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera (continuación)
31 de diciembre de 2014 y 2013
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	<u>2014</u>	<u>2013</u>
De la hoja anterior		\$ 2,896,089,134	\$ 2,232,636,993
Patrimonio (déficit)	18		
Participación controladora:			
Certificados de aportación "A"		134,604,835	114,604,835
Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos		43,730,591	115,313,691
Reserva legal		1,002,130	1,002,130
Resultados acumulados integrales		(394,594,466)	(129,065,629)
Déficit acumulado:			
Déficit de ejercicios anteriores		(287,605,549)	(117,739,916)
Pérdida neta del año		<u>(265,203,213)</u>	<u>(169,865,633)</u>
Total participación controladora		(768,065,672)	(185,750,522)
Total participación no controladora		<u>344,818</u>	<u>503,882</u>
Total del patrimonio (déficit)		<u>(767,720,854)</u>	<u>(185,246,640)</u>
Total del pasivo y patrimonio (déficit)		<u>\$ 2,128,368,280</u>	<u>\$ 2,047,390,353</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados del resultado integral
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Notas	2014	2013	2012
Ventas netas:				
En el país		\$ 944,997,979	\$ 910,187,634	\$ 867,036,701
De exportación		630,291,313	687,677,634	772,699,053
Ingresos por servicios		<u>11,438,582</u>	<u>10,339,357</u>	<u>7,176,286</u>
Total de ventas		1,586,727,874	1,608,204,625	1,646,912,040
Costo de lo vendido	3-g	<u>865,280,480</u>	<u>839,615,173</u>	<u>832,490,574</u>
Rendimiento bruto		721,447,394	768,589,452	814,421,466
Otros ingresos, neto	19	37,552,397	90,135,685	209,018,963
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta		32,182,666	32,448,436	28,488,283
Gastos de administración		<u>111,337,114</u>	<u>98,654,472</u>	<u>89,612,849</u>
Rendimiento de operación		615,480,011	727,622,229	905,339,297
Ingreso financiero		3,014,187	8,735,699	2,531,791
Costo financiero		51,559,060	39,586,484	46,010,543
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	13	(9,438,570)	1,310,973	(6,257,648)
(Pérdida) rendimiento en cambios	13	<u>(76,999,161)</u>	<u>(3,951,492)</u>	<u>44,845,661</u>
		(134,982,604)	(33,491,304)	(4,890,739)
Rendimiento en la participación en los resultados de compañías asociadas	9	<u>34,368</u>	<u>706,710</u>	<u>4,797,607</u>
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos		480,531,775	694,837,635	905,246,165
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	17	760,912,095	857,356,289	898,397,659
Impuestos a la utilidad	17-l y m	<u>(14,837,331)</u>	<u>7,539,773</u>	<u>4,248,028</u>
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos		746,074,764	864,896,062	902,645,687
(Pérdida) rendimiento neto del año		(265,542,989)	(170,058,427)	2,600,478
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	8	(765,412)	4,453,495	(10,125,874)
Efecto por conversión	16	11,379,657	2,440,643	(1,838,242)
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empleados		<u>(275,962,370)</u>	<u>247,376,029</u>	<u>(364,878,859)</u>
Total de otros resultados integrales del año		(265,348,125)	254,270,167	(376,842,975)
Resultado integral total del año		\$ (530,891,114)	\$ 84,211,740	\$ (374,242,497)
(Pérdida) rendimiento neta atribuible a:				
Participación controladora		\$ (265,203,213)	\$ (169,865,633)	\$ 2,833,032
Participación no controladora		<u>(339,776)</u>	<u>(192,794)</u>	<u>(232,554)</u>
(Pérdida) rendimiento neto del año		\$ (265,542,989)	\$ (170,058,427)	\$ 2,600,478
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora		\$ (265,528,837)	\$ 254,271,944	\$ (376,775,350)
Participación no controladora		<u>180,712</u>	<u>(1,777)</u>	<u>(67,625)</u>
Total de otros resultados integrales del año		\$ (265,348,125)	\$ 254,270,167	\$ (376,842,975)
Resultado integral total del año atribuible a:				
Participación controladora		\$ (530,732,050)	\$ 84,406,311	\$ (373,942,318)
Participación no controladora		<u>(159,064)</u>	<u>(194,571)</u>	<u>(300,179)</u>
Total del resultado integral total del año		\$ (530,891,114)	\$ 84,211,740	\$ (374,242,497)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de variaciones en el patrimonio (déficit)
31 de diciembre de 2014 y 2013
(Cifras expresadas en miles de pesos)

Participación controladora

	Resultados acumulados integrales				Déficit acumulado		Participación no controladora	Total patrimonio		
	Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos	Reserva legal	Activos financieros disponibles para la venta	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (perdidas) actuariales por beneficios a empleados	Del ejercicio			De ejercicios anteriores	
Saldos al 31 de diciembre de 2012	\$ 49,604,835	\$ 977,760	\$ (6,253,714)	\$ 2,685,060	\$ (379,766,919)	\$ 2,833,032	\$ (120,572,948)	\$ (271,764,303)	\$ 698,453	\$ (271,065,850)
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	-	-	-	2,833,032	-	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A" (Nota 18-a)	65,000,000	-	-	-	-	-	-	65,000,000	-	65,000,000
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	(65,000,000)	-	-	-	-	-	-	(65,000,000)	-	(65,000,000)
Contribuciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	3,583,100	-	-	-	-	-	-	3,583,100	-	3,583,100
Disminución del Gobierno Federal suscritas no exhibidas (Nota 18-b)	(2,000,000)	-	-	-	-	-	-	(2,000,000)	-	(2,000,000)
Incremento en la reserva legal (Nota 18-c)	-	24,370	-	-	-	-	-	24,370	-	24,370
Resultado integral	-	-	4,453,495	2,442,420	247,376,029	(169,865,633)	-	84,406,311	(194,371)	84,211,740
Saldos al 31 de diciembre de 2013 (Nota 18)	114,604,835	1,002,130	(1,800,219)	5,127,480	(132,392,890)	(169,865,633)	(117,739,916)	(185,750,522)	503,882	(185,246,640)
Traspaso a rendimientos de ejercicios anteriores	-	-	-	-	-	169,865,633	(169,865,633)	-	-	-
Incremento a los Certificados de Aportación "A" (Nota 18-a)	20,000,000	-	-	-	-	-	-	20,000,000	-	20,000,000
Incremento a las aportaciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	-	-	-	-	-	-	2,000,000	-	2,000,000
Disminución a las aportaciones del Gobierno Federal (Nota 18-b)	-	-	-	-	-	-	-	(73,583,100)	-	(73,583,100)
Resultado integral	-	-	(765,412)	11,192,953	(275,956,378)	(265,203,213)	-	(530,739,050)	(159,064)	(530,891,114)
Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Nota 18)	\$ 134,604,835	\$ 1,002,130	\$ (2,565,631)	\$ 16,320,433	\$ (408,349,268)	\$ (265,203,213)	\$ (287,605,549)	\$ (768,065,672)	\$ 344,818	\$ (767,720,854)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de flujos de efectivo
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2014	2013	2012
Actividades de operación			
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (265,542,989)	\$ (170,058,427)	\$ 2,600,478
Depreciación y amortización	143,074,787	148,491,704	140,537,720
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	22,645,696	25,608,835	-
Pozos no exitosos	12,148,028	12,497,726	13,842,410
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	6,370,937	14,699,620	733,521
Efectos de compañías asociadas	(34,368)	(706,710)	(4,797,607)
Dividendos	(736,302)	(914,116)	(685,704)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	9,169,327	(5,240,305)	3,552,924
Utilidad por venta de pozos, propiedades, planta y equipo	-	(768,000)	-
Monetización de activos financieros disponibles para su venta	215,119	(278,842)	-
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	312,296	(1,890,710)	1,560,478
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	78,884,717	3,308,299	(40,561,801)
Intereses a cargo	50,909,624	39,303,943	45,738,584
	57,416,872	64,053,017	162,521,003
Instrumentos financieros derivados	16,354,342	1,840,184	1,919,393
Cuentas por cobrar a clientes	9,261,025	5,401,035	22,597,978
Inventarios	6,975,844	(66,930)	(11,829,418)
Otros activos	(18,984,877)	(12,905,916)	(7,678,603)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	(1,959,714)	4,879,180	1,362,781
Impuestos pagados	1,130,595	(2,691,348)	(21,789,616)
Proveedores	9,433,102	45,231,742	8,200,280
Provisión para créditos diversos	356,582	8,187,800	(2,696,770)
Beneficios a empleados	78,970,008	78,043,140	61,583,267
Impuestos diferidos	(24,597,648)	(1,635,382)	(859,954)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	<u>134,356,131</u>	<u>190,336,522</u>	<u>213,330,341</u>
Actividades de inversión			
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(230,678,870)	(245,627,554)	(197,508,998)
Gastos de exploración	(1,593,706)	(1,438,685)	(1,828,043)
Dividendos recibidos	336,095	-	-
Inversión en acciones	(3,466,447)	-	-
Activos financieros disponibles para la venta	12,735,337	2,869,883	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	<u>(222,667,591)</u>	<u>(244,196,356)</u>	<u>(199,337,041)</u>
Actividades de financiamiento			
Incremento al patrimonio por el Gobierno Federal	22,000,000	66,583,100	-
Retiro de aportaciones del Gobierno Federal	(73,583,100)	(65,000,000)	-
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	423,399,475	236,955,033	377,896,149
Pagos de principal de préstamos	(207,455,492)	(191,146,091)	(341,863,963)
Intereses pagados	(47,248,478)	(37,133,100)	(46,589,066)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	<u>117,112,405</u>	<u>10,258,942</u>	<u>(10,556,880)</u>
Incremento (decremento) de efectivo y equivalentes de efectivo	28,800,945	(43,600,892)	3,436,420
Efectos por cambios en el valor del efectivo	8,441,864	5,111,720	821,924
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año	80,745,719	119,234,891	114,976,547
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin del año (Nota 5)	<u>\$ 117,988,528</u>	<u>\$ 80,745,719</u>	<u>\$ 119,234,891</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Notas a los estados financieros consolidados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012
(Cifras expresadas en miles de pesos)

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

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

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

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

- El Gobierno Federal mantendrá siempre la propiedad y el control sobre las empresas productivas del Estado, en el entendido de que la ley (en el caso de Petróleos Mexicanos, la Ley de Petróleos Mexicanos) establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren dichas empresas.
- La Comisión Reguladora de Energía tendrá la atribución de otorgar permisos a PEMEX y a terceros para el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos; la regulación de acceso de terceros a los ductos de transporte y al almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados, y la regulación de las ventas de primera mano de dichos productos.
- La transferencia de determinados bienes de Pemex-Gas y Petroquímica Básica relacionados con el sistema nacional de ductos al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), a un nuevo organismo público descentralizado.

Como parte de la legislación secundaria derivada del Decreto de la Reforma Energética, el 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Petróleos Mexicanos, misma que entró en vigor el 7 de octubre de 2014, una vez que quedó designado su nuevo Consejo de Administración, con excepción de algunas disposiciones. El 2 de diciembre de 2014, al encontrarse en funciones el nuevo Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y en operación sus mecanismos de fiscalización, transparencia y rendición de cuentas, la Secretaría de Energía publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la declaratoria señalada en el Transitorio Décimo de la Ley de Petróleos Mexicanos, con la cual, entró en vigor el régimen especial de PEMEX en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, remuneraciones, bienes, responsabilidades, dividendo estatal, deuda y presupuesto, salvo el relativo a adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras.

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

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

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

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

Las empresas productivas subsidiarias serán empresas productivas del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, sujetas a la conducción, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos.

Conforme lo establecido en el Transitorio Octavo, apartado A, fracción VIII, de la Ley de Petróleos Mexicanos, entran en vigor los acuerdos de creación de las empresas productivas subsidiarias, los Organismos Subsidiarios existentes continuarán su operación y funcionamiento conforme al Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, en lo que no se oponga a lo dispuesto en la Ley de Petróleos Mexicanos. Dicho Decreto quedará sin efectos en la fecha en que entren en vigor los acuerdos de creación.

Los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos, cuyo patrimonio fue 100% aportado por Petróleos Mexicanos, son organismos descentralizados con fines productivos, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios. Dichos Organismos son controlados por el Gobierno Federal, consolidan y tienen el carácter de subsidiarios de Petróleos Mexicanos. Los Organismos Subsidiarios y su objeto se mencionan a continuación:

- i. Pemex-Exploración y Producción ("PEP") tiene por objeto la exploración y explotación del petróleo y el gas natural, así como su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.
- ii. Pemex-Refinación ("PR") tiene por objeto los procesos industriales de la refinación; la elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados.
- iii. Pemex-Gas y Petroquímica Básica ("PGPB") tiene por objeto el procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; y el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.
- iv. Pemex-Petroquímica ("PPQ") tiene por objeto los procesos industriales petroquímicos, así como su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

De acuerdo con lo dispuesto por el Transitorio Octavo de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión celebrada el 18 de noviembre de 2014, aprobó la propuesta de reorganización corporativa presentada por el Director General de Petróleos Mexicanos.

De conformidad con dicha propuesta, los Organismos Subsidiarios existentes se transformarán en dos empresas productivas subsidiarias, que asumirán los derechos y obligaciones de los Organismos Subsidiarios existentes. PEP se transformará en la empresa productiva subsidiaria de Pemex Exploración y Producción, y PR, PGPB y PPQ en la empresa productiva subsidiaria de Pemex Transformación Industrial.

Asimismo, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la creación de las siguientes 5 empresas productivas subsidiarias:

- Pemex Perforación y Servicios.- Aprovechará las ventajas competitivas para la prestación de servicios en esa materia.
- Pemex Logística.- Dará servicio de transporte terrestre, marítimo y por ducto, incluyendo a otras empresas.
- Pemex Cogeneración y Servicios.- Maximizará el uso de la energía a través del aprovechamiento del calor y vapor generado por los procesos industriales.
- Pemex Fertilizantes.- Esta línea de negocios integrará la cadena productiva del amoniaco hasta la venta de fertilizantes.
- Pemex Etileno.- Se separará la línea de negocio del etileno a fin de aprovechar la integración de la cadena de etano hasta la venta de polímeros.

Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, las cinco empresas productivas subsidiarias podrán transformarse en empresas filiales, siempre y cuando se cumpla con las condiciones previstas en dicha Ley.

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos y los acuerdos de creación de cada una de las empresas productivas subsidiarias, mismos que fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2015. Dicho Estatuto Orgánico entrará en vigor al día siguiente de dicha publicación, excepto por algunas disposiciones y los acuerdos de creación entrarán en vigor una vez que se hayan realizado las gestiones administrativas necesarias para dar inicio a las operaciones de la empresa productiva subsidiaria de que se trate y el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emita la declaratoria respectiva y la misma se publique en el Diario Oficial de la Federación. Esta declaratoria debe emitirse en un plazo no mayor a 180 días naturales, contados a partir del día siguiente de la publicación en el Diario Oficial de la Federación del acuerdo de creación respectivo.

A la fecha de estos estados financieros consolidados, ninguna de las empresas productivas subsidiarias ha sido creada.

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

La principal diferencia entre los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias es que los Organismos Subsidiarios son organismos descentralizados del Gobierno Federal, mientras que las Compañías Subsidiarias son entidades que han sido creadas conforme a las leyes aplicables de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas. Las "Compañías Subsidiarias" se definen como aquellas empresas que son controladas por PEMEX (ver Nota 3 a).

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

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

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

2. Bases de preparación

a. Declaración de cumplimiento

PEMEX preparó estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Con fecha 28 de abril de 2015, fueron autorizados para su emisión los estados financieros consolidados y sus notas, por los siguientes funcionarios: Mtro. Mario A. Beauregard Álvarez, Director Corporativo de Finanzas, C. P. Víctor M. Cámara Peón, Subdirector de Contabilidad y Fiscal y el C. Francisco J. Torres Suárez, Gerente de Contabilidad.

Estos estados financieros consolidados y sus notas, se presentarán para su aprobación en la próxima asamblea del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos del próximo 29 de abril de 2015, previa opinión favorable del Comité de Auditoría sobre el dictamen del auditor externo, donde se tiene previsto que dicho Órgano de Gobierno apruebe los resultados del ejercicio en términos de lo dispuesto en el artículo 104 fracción III inciso a) de la Ley de Mercado de Valores y el artículo 33 fracción I inciso a) numeral 3 y en el artículo 78 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores.

b. Bases de medición

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

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

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

- i. El entorno económico primario en que opera PEMEX es México, siendo el peso mexicano la moneda de curso legal.
- ii. PEMEX es regulada por el Gobierno Federal, de modo que la mayoría de sus ingresos (principalmente gasolinas, gas y diésel) y gastos se encuentran regulados en la Ley de Ingresos de la Federación y el Presupuesto de Egresos de la Federación, los cuales son autorizados por la Cámara de Diputados y publicados en el Diario Oficial de la Federación, igualmente en pesos.
- iii. La provisión por beneficios a los empleados representa aproximadamente el 51% en 2014 y 50% en 2013 de los pasivos totales, esta provisión es calculada, denominada y liquidable en pesos.
- iv. Los flujos de efectivo para liquidar los gastos generales, los impuestos y derechos, son realizados en pesos.

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

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

Conversión de estados financieros de operaciones extranjeras

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

d. Definición de términos

Para propósitos de revelación en las notas a los estados financieros consolidados, cuando se hace referencia a pesos o "\$", se trata de miles de pesos mexicanos; cuando se hace referencia a dólares estadounidenses o "US\$", se trata de miles de dólares de los Estados Unidos de América; cuando se hace referencia a yenes o "¥", se trata de miles de yenes japoneses; cuando se hace referencia a euros o "€", se trata de miles de euros; cuando se hace referencia a libras esterlinas o "£", se trata de miles de libras esterlinas, cuando se hace referencia a francos suizos o "F", se trata de miles de francos suizos, cuando se hace referencia a dólares canadienses o "CAD" se trata de miles de dólares canadienses y cuando se hace referencia a dólares australianos o "AUD", se trata de miles de dólares australianos. Los cambios en tasas, productos y precios no son presentados en miles.

3. Resumen de políticas de contabilidad significativas

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

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

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

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

Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones y suposiciones.

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

a. Bases de consolidación

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

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

Inversión en subsidiarias

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

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

Al 31 de diciembre de 2014, los Organismos Subsidiarios que se consolidaron fueron PEP, PR, PGPB y PPQ.

Las Compañías Subsidiarias, que se consolidan son:

- P.M.I. Marine, Ltd. (PMI Mar) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Trading, Ltd. (PMI Trading) ⁽ⁱ⁾
- PEMEX Internacional España, S. A. (PMI SES) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. (HPE) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Services North América, Inc. (PMI SUS) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings North América, Inc. (PMI HNA) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI CIM) ^{(i) (vi)}
- PMI Field Management Resources, S.L. (FMR) ^{(i) (iv)}
- PMI Campos Maduros SANMA, S. de R. L. de C. V. (SANMA) ^{(i) (iv)}
- Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. (AGRO) ^{(i) (v)}
- PMI Azufre Industrial, S. A. de C. V. (PMI AZIND) ^{(i) (v)}
- PMI Infraestructura de Desarrollo, S. A. de C. V. (PMI ID) ^{(i) (v)}
- PEMEX Procurement International, Inc. (PPI) (antes ITS) ⁽ⁱⁱ⁾
- PEMEX Services Europe, Ltd. (PMI SUK) ⁽ⁱⁱⁱ⁾
- PPQ Cadena Productiva, S.L. (PPQCP) ^(iv)
- III Servicios, S. A. de C. V. (III Servicios) ^(iv)
- Hijos de J. Barreras, S. A. (HJ BARRERAS) ^{(iv) (vi)}
- Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V. (III) ^(iv)
- PEMEX Finance, Ltd. (FIN) ^(vi)
- Kot Insurance Company, AG. (KOT)
- Mex Gas Internacional, S.L. (MGAS) ^(vii)

i. Grupo PMI.

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

iii. A partir de diciembre de 2013, PMI SUK se desincorporó de la consolidación debido a su liquidación.

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

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

vi. Compañía con participación no controladora.

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

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

Inversiones permanentes en asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

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

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

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

Participación no controladora

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

Distribución de dividendos en efectivo y en activos distintos al efectivo

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

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

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

b. Transacciones en moneda extranjera

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

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

c. Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

d. Instrumentos financieros

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

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados

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

Activos financieros disponibles para la venta

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

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

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

Préstamos obtenidos y conservados a vencimiento

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

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

Instrumentos financieros derivados

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

Derivados implícitos

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

Deterioro de activos financieros valuados a costo amortizado

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

e. Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen depósitos en cuentas bancarias, monedas extranjeras y otros similares de inmediata realización, así como depósitos a corto plazo con vencimientos no mayores a tres meses, desde la fecha de adquisición y que están sujetos a un riesgo insignificante de cambios en el valor razonable, que se utilizan en la gestión de los compromisos a corto plazo de PEMEX.

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

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

f. Cuentas por cobrar y otros

Las cuentas por cobrar y otros, se presentan a su valor de recuperación. Adicionalmente, los ingresos por intereses de las cuentas por cobrar se reconocen conforme se devengan, siempre y cuando su importe se pueda valorar confiablemente y su recuperación sea probable.

g. Inventarios y costo de lo vendido

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina con base en los elementos del costo de producción o adquisición, así como otros costos necesarios para darles su condición de inventario. El costo de los inventarios se asigna utilizando la fórmula de costos promedio. El valor neto de realización es el valor estimado de venta durante el curso normal del negocio, menos los costos de terminación y gastos estimados de venta. Dicha estimación considera entre otras cosas disminuciones al valor de los inventarios por obsolescencia.

El costo de ventas representa el costo de producción o adquisición de los inventarios al momento de la venta, incrementado, en su caso, por las reducciones en el valor neto de realización de los inventarios durante el ejercicio.

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

h. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

i. Reservas de hidrocarburos

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. Con base en lo mencionado y de acuerdo con la normatividad aplicable a la fecha de estos estados financieros consolidados, las reservas de petróleo y otros hidrocarburos asignados a PEMEX por el Gobierno Mexicano no se registran contablemente debido a que no son de su propiedad. PEMEX estima las reservas con base en las definiciones, métodos y procedimientos establecidos por la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X de la US Securities and Exchange Commission, ("SEC") (la "Regla 4-10(a)") y en los casos necesarios en las "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information" (las Normas aplicables a la Estimación y Auditoría de la información de Reservas de Crudo y Gas promulgadas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SIP) el 19 de febrero de 2007), que son los aceptados por la industria petrolera internacional. La estimación de las reservas depende de la interpretación de los datos y puede variar de un analista a otro; en adición, los resultados de perforaciones, pruebas y producción posteriores a la fecha de la estimación son utilizadas para futuras revisiones de la estimación de reservas.

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

j. Deterioro en el valor de los activos no financieros

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

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

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

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

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

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

k. Arrendamientos

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

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

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

l. Provisiones

Una provisión se reconoce, si como resultado de un evento pasado, PEMEX ha incurrido en una obligación legal o asumida que se pueda estimar de manera confiable y sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación. En los casos aplicables se registran a su valor presente.

Pasivos ambientales

En concordancia con las disposiciones legales y contables aplicables, se reconoce un pasivo cuando los costos pueden ser razonablemente estimados y es probable el desembolso de efectivo futuro. Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según correspondan. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son cargados a gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental para la cual PEMEX tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo.

Retiro de activos

Las obligaciones asociadas al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sea legales o asumidas relacionadas con el retiro de componentes de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, en su caso, las mismas deben de ser reconocidas utilizando la técnica de valor presente esperado. La determinación del valor razonable se basa en la tecnología y normatividad existente; en el remoto caso que no pueda determinarse una estimación confiable en el período en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para determinar la mejor estimación.

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, de gas y petroquímicos, no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indefinido en el tiempo, como resultado de mantenimientos y reparaciones mayores.

Por otro lado, los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a los temporalmente cerrados son reconocidos en resultados con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos, el costo total de abandono y taponamiento ha sido reconocido en resultados al final de cada año. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su valor presente (descontado). No se consideran valores de rescate debido a que éstos tradicionalmente no han existido.

m. Beneficios a los empleados

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

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

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

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

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

n. Impuestos y derechos federales

Al 31 de diciembre de 2014 Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios fueron sujetos a leyes especiales de impuestos, principalmente al derecho ordinario sobre hidrocarburos, al derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización y el Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP), los cuales se basan principalmente en la producción e ingresos por venta de petróleo, gas y productos refinados, con ciertas deducciones, reconociéndose en el año en que se causan.

Hasta el 31 de diciembre de 2014, Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios no fueron sujetos de la Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR) ni del Impuesto Empresarial a Tasa Única (IETU). En el caso de Compañías Subsidiarias, estas son sujetas a ISR y al IETU. El IETU fue abrogado a partir del 1 de enero de 2014.

Impuestos diferidos

Los impuestos diferidos se registran por el método de activos y pasivos con enfoque integral, el cual consiste en reconocer un impuesto diferido aplicando la tasa del IRP y de ISR correspondiente a los Organismos y Compañías Subsidiarias, a las diferencias temporales entre los valores contables y fiscales de los activos y pasivos a la fecha de los estados financieros consolidados. Los activos por impuestos diferidos se reconocen siempre que se puedan compensar, con ganancias fiscales de períodos posteriores, pérdidas o créditos fiscales no utilizados hasta el momento, pero sólo en la medida en que sea probable la disponibilidad de ganancias fiscales futuras.

o. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

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

p. Contingencias

Las obligaciones o pérdidas importantes relacionadas con contingencias se reconocen cuando es probable que sus efectos se materialicen y existan elementos razonables para su cuantificación. Si no existen estos elementos razonables, se incluye su revelación en forma cualitativa en las notas a los estados financieros consolidados. Los ingresos, utilidades o activos contingentes se reconocen hasta el momento en que existe certeza de su realización.

q. Reconocimiento de los ingresos

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

- De acuerdo a las condiciones comerciales negociadas.
- En el momento en que el cliente recoge el producto en las instalaciones de PEMEX.
- En el momento en que PEMEX entrega el producto en un punto específico.

Los ingresos por servicios se reconocen una vez que existe el derecho de cobro sobre los mismos.

r. Presentación del Estado Consolidado del Resultado Integral.

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

Costo de lo vendido

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

Gastos de distribución, transportación y venta

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

Gastos de administración

Representa los gastos relativos al personal administrativo de PEMEX.

Otros ingresos, neto

El rubro de otros ingresos, neto, consiste principalmente en ingresos provenientes del IEPS negativo (ver Nota 17 inciso j).

Ingreso financiero

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

Costo financiero

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

(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto

Representa el efecto neto de las pérdidas y ganancias del período provenientes de los instrumentos financieros derivados (ver inciso d. de esta Nota).

(Pérdida) rendimiento en cambios

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

s. Segmentos operativos

Un segmento operativo es un componente identificable de PEMEX que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos e incurrir en gastos, incluyendo aquellos ingresos y gastos relacionados con transacciones con otros componentes de la entidad y sobre los cuales PEMEX dispone de información financiera separada que es evaluada regularmente por el Consejo de Administración, en la toma de decisiones, para asignar recursos y evaluar el rendimiento del segmento.

t. Normas Internacionales de Información Financiera, aún no vigentes

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

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

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

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

Clasificación y valuación

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

Deterioro

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

Contabilidad de coberturas

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

Riesgo de crédito propio

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

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

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

- La enmienda a la NIC 16 prohíbe que para los componentes de propiedades, planta y equipo las entidades usen el método de depreciación basado en los ingresos ordinarios.

La enmienda a la NIC 38 introduce la presunción refutable de que los ingresos ordinarios son una base apropiada para la amortización de un activo intangible. Esta presunción solo puede ser refutada en dos circunstancias limitadas: a) el activo intangible está expresado como una medida de ingresos ordinarios; y b) los ingresos ordinarios y el consumo del activo intangible están altamente correlacionados.

Se explica que las reducciones futuras esperadas en los precios de venta, podrían ser un indicador de la reducción de los beneficios económicos futuros inmersos en un activo.

Las enmiendas aplican prospectivamente para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016, permitiéndose la adopción anticipada.

- ◀ Enmiendas a la NIIF 11 Acuerdos conjuntos (NIIF 11) para abordar la contabilidad para las adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas.

- Las enmiendas abordan cómo un operador conjunto debe contabilizar la adquisición de un interés en una operación conjunta en la cual la actividad de la operación conjunta constituye un negocio. La NIIF 11 con estas enmiendas requiere ahora que estas transacciones sean contabilizadas usando los principios relacionados con la contabilidad de las combinaciones de negocios contenidos en la NIIF 3 Combinaciones de negocios (NIIF 3).

- También se menciona que se debe revelar la información relevante requerida por la NIIF 3.

- Se espera que los impactos más importantes serán el reconocimiento de la plusvalía (cuando haya un exceso de la consideración transferida sobre los activos netos identificables) y el reconocimiento de los activos y pasivos por impuestos diferidos.
- Las enmiendas no solo aplican a las adquisiciones de intereses en una operación conjunta, sino también cuando un negocio es aportado a la operación conjunta en su formación.
- Las enmiendas son para ser aplicadas prospectivamente y son efectivas a partir del 1 de enero de 2016, permitiéndose la adopción anticipada.

◀ NIIF 15 Ingresos de contratos con clientes.

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

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

Las entidades deberán de:

- Identificar que los contratos con clientes estén dentro del alcance de la nueva norma.
- Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato: i) ventas de bienes o servicios por separado, ii) ventas dependientes o interrelacionadas con otros productos o servicios; iii) ventas homogéneas y con patrón consistente.
- Determinar el precio de la transacción: i) contraprestación variable y estimaciones restringidas, ii) valor del dinero en el tiempo y componente de financiamiento, iii) contraprestación no monetaria, iv) contraprestación pagada al cliente.
- Distribuir el precio de transacción entre cada obligación de desempeño separable.
- Reconocer el ingreso cuando cada obligación de desempeño se satisfaga: i) a través del tiempo, ii) en un punto del tiempo.
- La nueva NIIF 15 incrementa las revelaciones sobre los ingresos y es efectiva para períodos que comienzan en o después del 1 de enero de 2017, permitiéndose la aplicación anticipada. Las entidades pueden optar por aplicar la norma de forma retroactiva o utilizar enfoque modificado en el año de aplicación.

◀ Enmiendas al método de participación en la NIC 27 Estados Financieros Separados (NIC 27).

En agosto de 2014, el IASB publicó la enmienda a la NIC 27 la cual permitirá a las entidades el uso del método de participación para el registro de inversión en acciones, negocios conjuntos y asociadas para la preparación de estados financieros separados.

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

◀ NIIF 8 Segmentos de operación (NIIF 8).

El IASB como parte de las mejoras anuales a las NIIF ciclo 2010-2012, publicó enmiendas a la NIIF 8, las entidades aplicarán estas enmiendas a períodos anuales que comiencen partir del 1 de julio de 2014, permitiéndose su aplicación anticipada.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Contratos de servicios de administración.

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

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

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

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

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

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

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

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

Una entidad aplicará las modificaciones de forma retroactiva de acuerdo con la NIC 8 para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada.

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

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

Las modificaciones son efectivas para períodos anuales que inicien en o después del 1 de julio de 2014. Se permite su aplicación anticipada.

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

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

Una entidad aplicará estas modificaciones de forma retroactiva de acuerdo con la NIC 8 para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada.

◀ Enmienda a la NIC 40 Propiedades de inversión.

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

Las modificaciones son efectivas para períodos anuales que inicien en o después del 1 de julio de 2014. Se permite su aplicación anticipada.

u. Reclasificaciones

Derivado de la correcta presentación del deterioro de activos fijos, se reclasificó al 31 de diciembre de 2013 al costo de ventas \$ 25,608,835 y se incrementaron los otros ingresos por la misma cantidad:

	2013		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Costo de ventas	\$ 814,006,338	\$ 25,608,835	\$ 839,615,173
Otros ingresos	64,526,850	25,608,835	90,135,685

Esta reclasificación no tuvo impacto en el resultado neto.

Con el fin de mejorar la presentación del costo financiero en el estado consolidado de resultados integral, se realizó una clasificación al 31 de diciembre de 2013 y 2012, del efecto neto de la (pérdida) rendimiento por derivados financieros, como se muestra a continuación:

	2013		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Ingreso financiero	\$ 24,527,209	\$ (15,791,510)	\$ 8,735,699
Costo financiero	54,067,021	(14,480,537)	39,586,484
Rendimiento por derivados financieros, neto		1,310,973	1,310,973

	2012		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Ingreso financiero	\$ 23,214,838	\$ (20,683,047)	\$ 2,531,791
Costo financiero	72,951,238	(26,940,695)	46,010,543
Pérdida por derivados finan- cieros, neto		(6,257,648)	(6,257,648)

Esta reclasificación no tuvo impacto en el resultado neto.

Al 31 de diciembre de 2014, PEMEX reconoció su participación en acciones de Repsol, S. A. (anteriormente Repsol YPF, S. A. "Repsol") como activos financieros disponibles para la venta, en lugar de inversiones en instrumentos de patrimonio (ver Nota 9). Por consiguiente los montos asociados con la participación de PEMEX en Repsol fueron reclasificados del activo no circulante al activo circulante al 31 de diciembre de 2014 y 2013 como se muestra a continuación:

	2013		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Total del activo circulante	\$ 266,913,870	\$ 17,728,571	\$ 284,642,441
Total del activo no circulante	1,780,476,483	17,728,571	1,762,747,912

Esta reclasificación no tuvo impacto en los activos totales.

4. Segmentos de operación

El negocio principal de PEMEX es la exploración, producción de petróleo crudo y gas natural, así como la producción, proceso y distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. Para ello, PEMEX ha definido, principalmente, seis segmentos sujetos a informar: PEP, PR, PGPB, PPQ, Comercializadoras (definidas más adelante), Corporativo y Compañías Subsidiarias. Debido a su estructura, existen cantidades importantes de ventas entre los segmentos sujetos a informar, las cuales están basadas en precios de mercado.

Las fuentes principales de ingresos para los segmentos son como se describen a continuación:

- PEP percibe ingresos de las ventas nacionales de petróleo crudo y gas natural y ventas de exportación de petróleo crudo, a través de algunas de las compañías Comercializadoras. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI CIM a cerca de 26 clientes principales en varios mercados en el extranjero. Aproximadamente la mitad del crudo de PEMEX se vende a PR.
- PR percibe ingresos derivados de las ventas de productos de petróleo refinado y sus derivados. La mayoría de las ventas de PR se destinan a terceros y tienen lugar dentro del mercado nacional. PR suministra a la Comisión Federal de Electricidad ("CFE") una porción significativa de su producción de petróleo combustible y a Aeropuertos y Servicios Auxiliares, la turbosina. Los productos más importantes de PR son las gasolinas.
- PGPB percibe ingresos de fuentes domésticas; también consume niveles elevados de su propia producción de gas natural. La mayoría de los ingresos de PGPB se obtienen a través de la venta de gases etano, butano, naftas, gas natural y gas licuado de petróleo.
- PPQ participa en la venta de productos petroquímicos al mercado doméstico. PPQ ofrece una amplia gama de productos; los productos que generan el mayor ingreso son los derivados del metano, los derivados del etano, los aromáticos y los derivados.
- Las Comercializadoras se componen de PMI NASA, PMI CIM, MGAS y PMI Trading las cuales comercializan: petróleo crudo, gas, productos petrolíferos y petroquímicos de exportación e importación de PEMEX.
- Corporativo y Compañías Subsidiarias, se encargan de prestar servicios administrativos, financieros, de consultoría, logísticos, así como asesoría económica, fiscal, jurídica, a las entidades del grupo.

En la hoja siguiente se muestra la información financiera de cada segmento sujeto a informar en forma condensada, por lo que pueden no sumar los diferentes rubros con los totales presentados. Esta información se ha determinado después de las eliminaciones por utilidades o (pérdidas) no realizadas. Los segmentos que aquí se reportan son los mismos, que la administración considera para el análisis de PEMEX.

Al 31 de diciembre de 2014	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
Clientes externos	\$ 1,134,519,972	\$ 755,988,560	\$ 157,715,607	\$ 28,293,812	\$ 630,291,313	\$ -	\$ -	\$ 1,575,289,292
Interseguimientos	-	78,453,236	84,198,317	15,181,899	433,732,307	65,377,209	(1,811,462,940)	-
Ingresos por servicios	-	4,016,699	2,038,629	779,978	777,160	4,743,987	(917,871)	11,438,582
Costo de lo vendido	<u>357,576,627</u>	<u>916,867,969</u>	<u>238,920,142</u>	<u>47,661,733</u>	<u>1,059,616,060</u>	<u>3,730,490</u>	<u>(1,759,092,541)</u>	<u>865,280,480</u>
Rendimiento (pérdida) bruta	776,943,345	(75,409,474)	5,032,411	(3,406,044)	5,184,720	66,390,706	(53,288,270)	721,447,394
Otros ingresos, neto	(3,190,604)	39,332,749	376,111	(361,504)	643,043	1,011,199	(258,597)	37,552,397
Gastos de distribución, transportación y venta	-	31,071,231	3,024,325	1,061,157	493,651	468	(3,468,166)	32,182,666
Gastos de administración	<u>43,131,979</u>	<u>31,941,961</u>	<u>11,038,955</u>	<u>14,107,044</u>	<u>1,806,000</u>	<u>59,442,914</u>	<u>(50,131,739)</u>	<u>111,337,114</u>
Rendimiento (pérdida) de operación	730,620,762	(99,089,917)	(8,654,758)	(18,935,749)	3,528,112	7,958,523	53,038	615,480,011
Ingreso financiero	14,784,998	258,069	2,653,747	142,115	1,157,820	87,371,829	(103,354,391)	3,014,187
Costo financiero	74,492,786	9,917,204	346,660	72,354	1,068,869	69,026,534	(103,365,347)	51,559,060
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados	-	-	8,116	-	4,652,123	(14,098,809)	-	(9,438,570)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	(63,865,750)	(5,077,441)	(132,849)	(29,136)	(96,785)	(7,797,200)	-	(76,999,161)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	203,285	-	284,080	-	(247,303)	(263,425,082)	263,219,388	34,368
	<u>760,627,534</u>	<u>-</u>	<u>(21,772,116)</u>	<u>-</u>	<u>3,839,908</u>	<u>3,379,438</u>	<u>-</u>	<u>746,074,764</u>
(Pérdida) rendimiento neto	(153,377,025)	(113,826,493)	15,583,792	(18,895,124)	4,085,190	(262,396,711)	263,283,382	(265,542,989)
Total de activo circulante	579,201,519	255,407,423	105,121,847	68,242,701	83,345,895	505,949,689	(1,307,941,793)	289,327,281
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	1,392,737	488,499	5,059,612	-	8,483,563	67,164,220	(60,573,871)	22,014,760
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,347,194,064	277,719,686	99,635,112	38,928,597	2,421,141	17,475,538	-	1,783,374,138
Total del activo	1,953,828,467	535,094,903	210,625,967	108,444,584	102,955,361	1,580,484,899	(2,363,065,901)	2,128,368,280
Total del pasivo circulante	206,711,128	330,308,600	31,965,537	8,229,852	57,265,930	1,000,368,240	(1,300,689,940)	334,159,347
Deuda a largo plazo	963,274,628	23,142,209	1,117,618	191,070	3,588,666	986,026,128	(979,956,033)	997,384,286
Beneficios a los empleados	448,887,587	463,143,546	110,913,462	139,554,046	641,279	310,948,608	-	1,474,088,528
Total del pasivo	1,694,872,519	828,576,773	145,190,535	148,149,492	67,266,726	2,314,525,120	(2,302,492,031)	2,896,089,134
Total del patrimonio (déficit)	258,955,948	(293,481,870)	65,435,432	(39,704,908)	35,688,635	(734,040,221)	(60,573,870)	(767,720,854)
Depreciación y amortización	121,034,025	11,435,739	7,039,030	2,685,896	80,990	799,107	-	143,074,787
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	37,582,742	38,198,504	9,338,059	11,512,589	177,003	24,914,431	-	121,723,328
Adquisiciones de activo fijo	174,019,012	39,087,896	5,632,770	4,709,838	2,545,075	8,007,600	-	234,002,191

Al 31 de diciembre de 2013	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
Cientes externos	\$ 1,250,771,663	\$ 740,371,929	\$ 143,290,615	\$ 26,525,091	\$ 687,677,633	\$ -	\$ -	\$ 1,597,865,268
Interseguimientos	-	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)	839,615,173
Costo de lo vendido	364,914,720	963,816,046	205,190,171	42,372,594	1,079,513,935	5,288,105	(1,821,480,398)	-
Rendimiento (pérdida) bruta	885,856,943	(144,425,043)	14,279,080	(2,007,291)	16,614,261	55,280,519	(57,009,017)	768,589,452
Otros ingresos, neto	(842,289)	97,387,329	1,142,830	347,081	(6,525,139)	(1,082,910)	(291,217)	90,135,685
Gastos de distribución, transportación y venta	-	28,989,721	2,623,144	880,839	395,725	(35)	(440,958)	32,448,436
Gastos de administración	42,809,551	32,927,261	11,352,890	12,706,033	1,789,969	54,012,586	(56,943,818)	98,654,472
Rendimiento (pérdida) de operación	842,205,103	(108,954,696)	1,445,876	(15,247,082)	7,903,428	185,058	84,542	727,622,229
Ingreso financiero	24,936,100	289,978	3,403,910	382,930	1,092,642	68,541,251	(89,911,112)	8,735,699
Costo financiero	48,381,896	15,049,203	246,075	67,170	1,237,519	64,390,791	(89,786,170)	39,586,484
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados	-	-	(33,305)	-	(232,801)	1,577,079	-	1,310,973
Rendimiento (pérdida) en cambios 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
(Pérdida) rendimiento neto	502,902,664	(123,014,706)	115,251,777	21,349	3,930,748	2,439,584	-	864,896,062
Total de activo circulante	502,902,664	274,764,785	115,251,777	72,066,407	106,410,426	(170,795,144)	(1,302,213,859)	284,642,441
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	1,189,451	488,319	4,294,023	-	7,018,985	419,817,118	(416,028,395)	16,779,501
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,315,399,260	253,117,660	101,513,879	39,008,884	1,982,647	10,556,411	-	1,721,578,741
Total del activo	1,837,046,755	529,767,519	221,866,273	111,818,055	122,116,141	1,688,293,303	(2,463,517,693)	2,047,390,353
Total del pasivo circulante	213,952,321	352,932,603	35,977,158	6,145,414	81,810,182	863,145,326	(1,294,772,172)	259,190,832
Deuda a largo plazo	719,013,631	23,360,262	1,094,807	171,745	3,617,414	737,651,756	(734,346,144)	750,563,471
Beneficios a los empleados	342,612,970	354,166,740	83,372,338	107,202,896	1,222,116	230,630,810	-	1,119,207,870
Total del pasivo	1,342,978,777	740,780,574	144,252,327	113,696,802	90,354,847	1,847,935,634	(2,047,361,968)	2,232,636,993
Total del patrimonio (déficit)	494,067,978	(211,013,055)	77,613,946	(1,878,747)	31,761,294	(159,642,331)	(416,155,725)	(185,246,640)
Depreciación y amortización	127,029,321	10,780,711	7,060,955	2,563,482	9,321	1,050,068	(2,154)	148,491,704
Costo neto del período de beneficios a empleados	36,532,518	37,401,828	8,837,963	11,112,176	204,268	21,250,936	-	115,339,689
Adquisiciones de activo fijo	205,579,644	31,587,666	5,170,234	5,237,725	1,907,105	2,162,441	-	251,644,815

Al 31 de diciembre de 2012	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:								
Clientes externos	\$ 1,333,286,214	\$ 720,874,065	\$ 118,402,283	\$ 27,760,353	\$ 772,699,053	\$ -	\$ -	\$ 1,639,735,754
Intersegmentos	-	61,480,371	66,226,902	7,650,488	448,731,943	55,352,873	(1,972,728,791)	-
Ingresos por servicios	-	4,361,364	1,088,258	-	727,371	2,191,282	(1,191,989)	7,176,286
Costo de lo vendido	302,840,887	1,025,958,672	175,765,662	31,826,657	1,211,608,953	2,900,312	(1,918,410,569)	832,490,574
Rendimiento (pérdida) bruta	1,030,445,327	(239,242,872)	9,951,781	3,584,184	10,549,414	54,643,843	(55,510,211)	814,421,466
Otros ingresos, neto	448,248	211,227,180	(1,008,016)	(814,161)	(138,712)	(326,438)	(369,138)	209,018,963
Gastos de distribución, transportación y venta	-	25,162,163	2,461,140	809,784	325,402	54,760	(324,966)	28,488,283
Gastos de administración	40,979,675	32,751,142	10,678,233	12,414,605	1,330,361	47,321,046	(55,862,213)	89,612,849
Rendimiento (pérdida) de operación	989,913,900	(85,928,997)	(4,195,608)	(10,454,366)	8,754,939	6,941,599	307,830	905,339,297
Ingreso financiero	17,336,197	589,603	3,080,864	16,447	1,047,037	67,672,871	(87,211,228)	2,531,791
Costo financiero	50,578,659	20,179,519	271,808	816,496	986,232	44,803,745	(71,625,916)	46,010,543
Rendimiento (pérdida) por derivados financieros	-	-	269,611	-	(1,296,207)	(20,513,507)	15,282,455	(6,257,648)
Rendimiento (pérdida) en cambios de participación en las participa- ción en los resultados de compañías asociadas	35,186,096	3,421,271	368,507	840	16,773	5,852,174	-	44,845,661
Impuestos, derechos y aprovecha- mientos	189,227	-	2,140,344	-	1,389,441	(7,118,378)	8,196,973	4,797,607
(Pérdida) rendimiento neto	898,064,551	-	(221,123)	16,774	1,817,453	2,968,032	-	902,645,687
Depreciación y amortización	93,982,210	(102,097,642)	1,613,033	(11,270,349)	7,108,298	5,062,982	8,201,946	2,600,478
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	118,246,402	11,071,793	7,769,141	2,725,017	7,983	717,384	-	140,537,720
	31,045,021	31,221,665	7,331,348	9,121,565	101,143	17,781,595	-	96,602,337

La administración mide el desempeño de los diversos segmentos con base a la utilidad de operación y a la utilidad neta individual sin eliminaciones por utilidades o pérdidas no realizadas; asimismo, la administración también mide el desempeño de los diversos segmentos analizando el impacto que tiene los resultados por segmentos en los estados financieros consolidados; por lo que en la hoja siguiente se incluye la conciliación entre tal información individual y la utilizada para efectos de consolidación.

Conciliación entre información individual y la utilizada para efectos de consolidación

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

	PEP	REF	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Al 31 de diciembre de 2013						
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 valor 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 valor los inventarios al costo de producción	17,747	12,301,255	435,920	166,048	5,509,332	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(8,555,076)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(4,342)	-	-	(71,995)	-	2,841,035
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,982	-	-	-	-	-
Consolidados	<u>\$ (42,083,651)</u>	<u>\$ (123,014,706)</u>	<u>\$ 3,909,439</u>	<u>\$ (14,935,589)</u>	<u>\$ 2,972,740</u>	<u>\$ (170,795,144)</u>
Total activos:						
Individuales	\$ 1,856,325,965	\$ 575,246,559	\$ 224,241,728	\$ 114,087,313	\$ 119,933,908	\$ 1,685,452,269
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(9,479)	3,753,919	140,189	7,310	3,232,537	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(11,777)	(49,232,959)	(2,515,644)	(2,204,574)	(1,050,304)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(16,755,002)	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(4,344)	-	-	(71,994)	-	2,841,034
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	(2,498,608)	-	-	-	-	-
Consolidados	<u>\$ 1,837,046,755</u>	<u>\$ 529,767,519</u>	<u>\$ 221,866,273</u>	<u>\$ 111,818,055</u>	<u>\$ 122,116,141</u>	<u>\$ 1,688,293,303</u>
Total pasivos:						
Individuales	\$ 1,342,978,777	\$ 740,780,574	\$ 144,252,327	\$ 113,696,802	\$ 87,307,528	\$ 1,847,935,634
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	-	-	-	3,047,319	-
Consolidados	<u>\$ 1,342,978,777</u>	<u>\$ 740,780,574</u>	<u>\$ 144,252,327</u>	<u>\$ 113,696,802</u>	<u>\$ 90,354,847</u>	<u>\$ 1,847,935,634</u>

Al 31 de diciembre de 2012	PEP	PR	PGPB	PPQ	Comercializadoras	Corporativo y Compañías Subsidiarias
Total de ventas:						
Individuales	\$ 1,333,276,930	\$ 784,417,918	\$ 184,985,084	\$ 35,418,252	\$ 1,221,655,507	\$ 57,544,155
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	<u>9,284</u>	<u>2,297,882</u>	<u>732,359</u>	<u>(7,411)</u>	<u>502,860</u>	-
Consolidados	<u>\$ 1,333,286,214</u>	<u>\$ 786,715,800</u>	<u>\$ 185,717,443</u>	<u>\$ 35,410,841</u>	<u>\$ 1,222,158,367</u>	<u>\$ 57,544,155</u>
Rendimiento (pérdida) de operación:						
Individuales	\$ 993,473,459	\$ (95,467,749)	\$ (4,379,626)	\$ (10,250,176)	\$ 8,801,985	6,941,599
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	<u>9,284</u>	<u>2,297,882</u>	<u>732,359</u>	<u>(7,411)</u>	<u>502,860</u>	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(8,394)	7,240,870	(548,341)	(196,779)	(549,906)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	<u>(3,679,430)</u>	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	<u>118,981</u>	-	-	-	-	-
Consolidados	<u>\$ 989,913,900</u>	<u>\$ (85,928,997)</u>	<u>\$ (4,195,608)</u>	<u>\$ (10,454,366)</u>	<u>\$ 8,754,939</u>	<u>\$ 6,941,599</u>
Rendimiento (pérdida) neta del año:						
Individuales	\$ 97,536,450	\$ (111,636,394)	\$ 1,429,015	\$ (11,066,159)	\$ 7,155,344	\$ (854,312)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	<u>9,284</u>	<u>2,297,882</u>	<u>732,359</u>	<u>(7,411)</u>	<u>502,860</u>	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción	(8,394)	7,240,870	(548,341)	(196,779)	(549,906)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	<u>(3,679,430)</u>	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	<u>5,319</u>	-	-	-	-	5,917,294
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	<u>118,981</u>	-	-	-	-	-
Consolidados	<u>\$ 93,982,210</u>	<u>\$ (102,097,642)</u>	<u>\$ 1,613,033</u>	<u>\$ (11,270,349)</u>	<u>\$ 7,108,298</u>	<u>\$ 5,062,982</u>

	Por los años terminados el 31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Ingresos:			
Nacionales	\$ 944,997,979	\$ 910,187,634	\$ 867,036,701
En el exterior:			
Estados Unidos	481,364,906	493,148,967	573,515,085
Canadá, Centro y Sudamérica	17,575,078	21,004,723	39,806,335
Europa	54,214,041	86,872,410	98,987,049
Otros países	77,137,288	86,651,534	60,390,584
	<u>630,291,313</u>	<u>687,677,634</u>	<u>772,699,053</u>
Ingresos por servicios	11,438,582	10,339,357	7,176,286
Total de ingresos	\$ 1,586,727,874	\$ 1,608,204,625	\$ 1,646,912,040

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

A continuación se muestran los ingresos por productos:

	Por los años terminados el 31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Nacionales			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	\$ 830,545,046	\$ 805,460,402	\$ 779,572,582
Gas	77,813,359	70,781,410	51,249,544
Productos petroquímicos	36,639,574	33,945,822	36,214,575
Total ventas nacionales	\$ 944,997,979	\$ 910,187,634	\$ 867,036,701
Exportación			
Petróleo crudo	\$ 475,056,981	\$ 548,411,085	\$ 618,104,685
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	153,436,847	137,048,991	150,850,052
Gas	64,397	43,544	7,713
Productos petroquímicos	1,733,088	2,174,014	3,736,603
Total ventas exportación	\$ 630,291,313	\$ 687,677,634	\$ 772,699,053

5. Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se integra por:

a. Efectivo y equivalentes de efectivo

	31 de diciembre	
	2014	2013
Efectivo y bancos ⁽ⁱ⁾	\$ 68,330,390	\$ 45,942,338
Inversiones de inmediata realización	49,658,138	34,803,381
	<u>\$ 117,988,528</u>	<u>\$ 80,745,719</u>

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

b. Efectivo restringido

	31 de diciembre	
	2014	2013
Efectivo restringido	\$ 6,884,219	\$ 7,701,798

El efectivo restringido al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se integra principalmente del depósito realizado por PEP de US\$ 465,060 por demanda ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio (el "ACI") en contra de PEP. El saldo de este depósito al 31 de diciembre de 2014 incluyendo los intereses que ha generado es de US\$ 465,303 (ver Nota 22-b).

6. Cuentas por cobrar y otros

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se integra como se muestran a continuación:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Clientes del extranjero	\$ 20,960,915	\$ 46,337,045
Clientes del país	38,168,467	38,648,470
Anticipo de impuestos	30,554,928	15,416,955
Deudores diversos	13,357,348	7,818,554
Funcionarios y empleados	5,560,644	5,077,687
IEPS negativo pendiente de acreditar	-	4,293,619
Anticipo de proveedores	5,583,148	3,284,575
Siniestros	212,069	1,618,828
Otros	25,448	16,278
	<u>\$ 114,422,967</u>	<u>\$ 122,512,011</u>

A continuación se muestra la antigüedad de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Clientes en el extranjero	
	31 de diciembre	
	2014	2013
1-30 días	\$ 577,047	\$ 38,163
31-60 días	145,894	1,070
61-90 días	143	95
más 91 días	<u>218,570</u>	<u>385,887</u>
Vencidos	941,654	425,215
Deteriorado	<u>(198,867)</u>	-
No deteriorado	742,787	425,215
No vencido	<u>20,218,128</u>	<u>45,911,830</u>
Total	<u>\$ 20,960,915</u>	<u>\$ 46,337,045</u>

	Clientes en el país	
	31 de diciembre	
	2014	2013
1-30 días	\$ 814,629	\$ 874,553
31-60 días	268,844	15,091
61-90 días	189,871	80,331
más 91 días	<u>1,197,583</u>	<u>223,009</u>
Vencidos	2,470,927	1,192,984
Deteriorado	<u>(598,624)</u>	<u>(697,284)</u>
No deteriorado	1,872,303	495,700
No vencido	<u>36,296,164</u>	<u>38,152,770</u>
Total	<u>\$ 38,168,467</u>	<u>\$ 38,648,470</u>

7. Inventarios

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo de inventarios se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Petróleo crudo, productos refinados, derivados y petroquímicos	\$ 45,126,915	\$ 51,638,624
Materiales y accesorios en almacenes	4,811,741	5,259,341
Materiales y productos en tránsito	-	<u>16,535</u>
	<u>\$ 49,938,656</u>	<u>\$ 56,914,500</u>

8. Activos financieros disponibles para la venta

Al 1 de enero de 2013, PEMEX tenía un total de 59,804,431 acciones de Repsol YPF S. A. (Repsol), con un valor de \$ 15,771,202 las cuales representan aproximadamente el 4.76% del patrimonio de Repsol.

El 19 de junio de 2012, Repsol aprobó un programa de pago de dividendos. Bajo este programa los accionistas de Repsol tenían la opción de recibir su parte proporcional del dividendo declarado en la Asamblea Anual, ya fuera en la forma de i) nuevas acciones de Repsol o ii) en efectivo. Como parte del mismo programa el 21 de enero y 16 de julio de 2013, PMI HBV optó por recibir dividendos en nuevas acciones por 1,683,322 y 1,506,130, respectivamente.

El 9 de agosto de 2013, Petróleos Mexicanos monetizó las 9,289,968 acciones de Repsol recibidas en pago de los dividendos decretados por PMI HBV y suscribió un Equity swap sobre esa cantidad de acciones por un valor nominal de \$ 2,869,882, conservando los derechos corporativos y económicos de dichas acciones. Derivado de la realización de estas acciones Petróleos Mexicanos reconoció en los resultados del año una utilidad de \$ 278,842.

El 18 de diciembre de 2013, Repsol decretó dividendos. El 17 de enero de 2014, PMI HBV optó por recibir los dividendos en nuevas acciones por 1,451,455.

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

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

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

El 17 de diciembre de 2014, Repsol emitió un dividendo flexible por el que PMI HBV recibió 575,205 acciones en enero de 2015, por lo que al 31 de diciembre de 2014 se reconoció una cuenta por cobrar a Repsol por \$ 163,834.

Al 31 de diciembre de 2014, PMI HBV mantiene 19,557,003 acciones de Repsol.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el valor de mercado de las 19,557,003 y 53,703,915 acciones fue de \$ 5,414,574 y \$ 17,728,490, respectivamente. El efecto de la valuación a valor razonable de la inversión se registró en otros resultados integrales dentro del patrimonio (déficit) como una pérdida por \$ (765,412) y una utilidad por \$ 4,453,495, respectivamente. Adicionalmente se registraron en el estado del resultado integral del año terminado el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 dividendos por un importe de \$ 736,548, \$ 914,116 y \$ 685,704, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos mantenía tres equity swaps sobre 67,969,767 acciones de Repsol, por las que se tenían los derechos corporativos y económicos (aproximadamente el 5.13% del patrimonio de Repsol). En el mes de mayo de 2014, Petróleos Mexicanos canceló en forma anticipada los tres equity swaps y los consolidó en uno solo y el 3 de junio de 2014 canceló en forma anticipada el equity swap.

Al 31 de diciembre de 2014 la tenencia accionaria de PEMEX sobre las acciones de Repsol equivale al 1.45% del derecho económico y de voto en Repsol, mientras que al 31 de diciembre de 2013, la tenencia accionaria de PEMEX sobre las acciones de Repsol junto con los derechos económicos y de voto adquiridos a través de los equity swaps, equivalían al 9.19%, del derecho económico y de voto en Repsol.

9. Inversiones en acciones de compañías asociadas

Las inversiones en acciones de compañías asociadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se integra como se muestra a continuación:

	Porcentajes de participación	31 de diciembre	
		2014	2013
Deer Park Refining Limited	49.995%	\$ 7,322,445	\$ 6,710,317
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	50.00%	4,778,939	4,051,682
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	(i) 44.09%	3,521,924	3,253,978
TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V.	(ii) 50.00%	2,071,825	-
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. de C. V.	(iii) 60.00%	1,255,742	1,141,065
Sierrita Gas Pipeline LLC	(ii) 35.00%	885,792	-
Frontera Brownsville, LLC.	50.00%	546,463	517,945
TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V.	(ii) 50.00%	544,201	-
Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V.	49.00%	488,499	488,321
Otros neto	Varios	598,930	616,193
		<u>\$ 22,014,760</u>	<u>\$ 16,779,501</u>

- (i) Derivado de la alianza celebrada entre PEMEX y Mexichem S. A. B. de C. V., en septiembre de 2013, PEMEX aportó \$ 2,993,531, en Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V., que representa el 44% del capital social de la compañía y el otro 56% restante, le corresponde a Mexichem S. A. B. de C. V.
- (ii) Inversiones realizadas durante 2014.
- (iii) En esta compañía no se tiene el control, por lo tanto no se consolidó y es contabilizada como asociada bajo el método de participación (Nota 3-a).

Participación en los resultados de compañías asociadas:

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Deer Park Refining Limited	\$ (232,960)	\$ (591,472)	\$ 1,320,180
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	244,958	475,942	548,765
Sierrita Pipeline, LLC.	6,478	-	-
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	(89,280)	93,853	-
TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V.	(108,126)	-	-
TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V.	(57,330)	-	-
Otros, neto	270,628	728,387	2,928,662
Total de la participación en la inversión	\$ 34,368	\$ 706,710	\$ 4,797,607

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

	Estados condensados de situación financiera			
	Deer Park Refining Limited		Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	
	31 de diciembre		31 de diciembre	
	2014	2013	2014	2013
Total de activos	\$ 27,134,381	\$ 27,331,336	\$ 20,877,785	\$ 9,006,292
Total de pasivo	\$ 12,488,026	\$ 13,910,702	\$ 11,319,906	\$ 902,928
Total de capital	14,646,355	13,420,634	9,557,879	8,103,364
Total de pasivo y capital	\$ 27,134,381	\$ 27,331,336	\$ 20,877,785	\$ 9,006,292

	Estados condensados de resultados					
	Deer Park Refining Limited			Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.		
	31 de diciembre			31 de diciembre		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Ingresos	\$ 11,996,951	\$ 9,767,622	\$ 12,240,553	\$ 2,406,375	\$ 2,124,812	\$ 1,984,198
Costos y gastos	12,462,917	10,950,684	9,599,929	1,916,459	1,172,928	886,668
Resultado neto	\$ (465,966)	\$ (1,183,062)	\$ 2,640,624	\$ 489,916	\$ 951,884	\$ 1,097,530

10. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

	Plantas	Equipo de perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción	Terrenos	Activos improductivos	Otros activos fijos	Total
INVERSIONES													
Saldos al 1 de enero de 2013	\$ 709,746,214	\$ 42,367,106	\$ 547,236,619	\$ 1,007,455,697	\$ 53,439,009	\$ 319,638,242	\$ 49,788,285	\$ 20,590,693	\$ 105,303,277	\$ 41,583,171	\$ 11,148,414	\$ 27,633	\$ 2,906,326,360
Adquisiciones	29,336,696	3,106,174	5,387,150	62,580,630	1,965,092	5,633,305	3,644,600	3,736,942	134,075,686	1,100,230	1,104,295	4,929	251,680,129
Reclasificaciones	(6,388,178)	(433,975)	(1,109,962)	(5,474)	3,718,027	(1,378,015)	(1,378,015)	(99,191)	(85,903,444)	(23,662)	264,810	-	(5,455,620)
Capitalización	16,562,679	-	8,985,161	56,891,321	2,043,342	1,115,273	305,668	-	(894,782)	-	-	-	(25,608,835)
Deterioro	(1,650,664)	-	(2,037,115)	(26,364,717)	(903,899)	(67,232)	(494,245)	(910,257)	(3,154,626)	(301,882)	(2,249,721)	-	(25,494,362)
Bajas	(15,360,225)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ 735,569,850	\$ 45,039,305	\$ 598,441,853	\$ 1,100,557,457	\$ 60,262,361	\$ 376,324,608	\$ 51,936,293	\$ 23,317,687	\$ 169,430,041	\$ 42,357,857	\$ 10,247,298	\$ 37,562	\$ 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	\$ 235,886,817
Reclasificaciones	(4,413,133)	(623,772)	964,517	(59,381)	3,301,769	(385,362)	(59,381)	305,697	(127,229)	167,016	487,390	(303,270)	(685,758)
Capitalización	16,072,431	-	9,197,666	62,848,040	787,907	5,113,356	35,512	-	(94,183,427)	128,515	-	-	(2,645,696)
Deterioro	(1,137,399)	-	(1,972,994)	(19,226,711)	(308,592)	-	(369,648)	(1,822,247)	(868,767)	(729,831)	(9,197)	(631,290)	(15,983,495)
Bajas	(10,820,292)	-	(136,259)	-	(395,503)	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al 31 de diciembre de 2014	\$ 758,965,633	\$ 46,329,352	\$ 571,099,079	\$ 1,191,385,012	\$ 64,403,269	\$ 337,246,010	\$ 54,819,706	\$ 24,007,014	\$ 195,817,249	\$ 42,813,007	\$ 10,825,206	\$ 583,253	\$ 3,298,089,540
DEPRECIACION Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA													
Saldos al 1 de enero de 2013	\$ (284,287,710)	\$ (23,066,280)	\$ (202,092,704)	\$ (559,732,873)	\$ (33,723,880)	\$ (95,137,552)	\$ (32,563,194)	\$ (12,334,674)	\$ -	\$ -	\$ (6,633,408)	\$ -	\$ (1,249,592,275)
Depreciación	(36,154,914)	(2,790,948)	(16,457,891)	(71,831,243)	(1,779,543)	(14,669,132)	(3,468,615)	(1,339,398)	-	-	-	-	(148,491,704)
Reclasificaciones	2,513,262	358,288	1,290,514	1,153	(84,961)	1,230,624	146,740	146,740	-	-	(708,501)	-	5,455,620
Bajas	8,267,723	-	1,409,767	-	519,279	-	297,736	903,404	-	-	-	-	10,689,428
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ (309,661,639)	\$ (25,498,940)	\$ (215,850,314)	\$ (631,582,963)	\$ (35,069,105)	\$ (109,806,704)	\$ (34,503,429)	\$ (12,623,928)	\$ -	\$ -	\$ (7,341,909)	\$ -	\$ (1,381,938,931)
Depreciación	(38,193,033)	(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	(179,324)	-	(1,073,720)	26,842	525,701	173,184	-	-	(129,792)	-	685,576
Bajas	7,816,567	-	12,172	-	412,737	-	348,065	899,753	-	-	126,466	-	9,612,740
Saldos al 31 de diciembre de 2014	\$ (339,292,292)	\$ (27,771,648)	\$ (232,658,051)	\$ (695,718,382)	\$ (37,444,310)	\$ (124,977,862)	\$ (37,051,446)	\$ (12,811,151)	\$ -	\$ -	\$ (7,345,255)	\$ -	\$ (1,514,718,602)
Pozos, ductos, propiedades y equipo, neto diciembre de 2013	\$ 425,459,211	\$ 19,540,365	\$ 385,591,539	\$ 468,974,484	\$ 25,193,256	\$ 216,517,904	\$ 17,432,864	\$ 10,693,759	\$ 169,430,041	\$ 42,357,857	\$ 2,923,889	\$ 37,562	\$ 1,721,578,241
Pozos, ductos, propiedades y equipo, neto diciembre 2014	\$ 419,673,161	\$ 18,357,704	\$ 338,440,928	\$ 495,666,630	\$ 27,228,959	\$ 219,323,463	\$ 17,268,260	\$ 11,190,863	\$ 195,817,249	\$ 42,813,007	\$ 3,480,451	\$ 583,253	\$ 1,783,374,138
Tasa de depreciación	3 a 5%	5%	2 a 7%	-	3 a 7%	4%	3 a 10%	4 a 20%	-	-	-	-	-
Vida útil estimada en años	20 a 35	20	15 a 45	-	33 a 35	25	3 a 10	5 a 25	-	-	-	-	-

- a. Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, el costo financiero identificado con activos fijos que se encontraban en etapa de construcción o instalación y que fue capitalizado como parte del valor de los activos fijos fue de \$ 3,997,121, \$ 2,943,597 y \$ 2,110,075, respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 registradas básicamente en los costos y gastos de operación ascendieron a \$ 143,074,787, \$ 148,491,704 y \$ 140,537,720, respectivamente, las cuales incluyen \$ 2,011,027, \$ 2,000,230 y \$ 2,053,630, respectivamente de costos de abandono y taponamiento.
- c. Por lo que se refiere a la reserva para abandono de pozos (taponamiento) al 31 de diciembre de 2014 y 2013, asciende a \$ 52,460,749 y \$ 46,118,080, respectivamente y se presenta como una provisión operativa de pasivo a largo plazo. (Ver Nota 15)
- d. Derivado del comportamiento de los precios del gas en el mercado internacional, así como de las condiciones existentes de las reservas económicas de hidrocarburos de los proyectos Burgos, Poza Rica y Macuspana, al 31 de diciembre de 2014 el valor de uso fue desfavorable, generando un deterioro por \$ (21,199,704) en 2014 y \$ (26,364,717) en 2013, respectivamente, el cual se presenta en el estado consolidado de resultados en el rubro de costo de ventas.

En PPQ al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se identificaron activos sujetos a deterioro por \$ (1,445,992) y \$ (894,782), respectivamente. Como resultado de la enajenación de algunas propiedades y plantas del complejo Petroquímico Pajaritos por parte de PPQ a Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. se favoreció su valor de uso, esto permitió la reversión durante el ejercicio 2013 del deterioro registrado en años anteriores por \$ 1,650,664.

- e. Derivado del proceso de adjudicación de los derechos a realizar las actividades de exploración y extracción de diversas áreas PEP recibió títulos de asignación temporal de algunos bloques, cuyos activos se podrían ver afectados al tener que transferir su propiedad cuando los bloques sean asignados, en su caso, a terceros. Estas inversiones le serán resarcidas a Petróleos Mexicanos a su justo valor económico en los términos que para tal efecto disponga la Secretaría de Energía. Al 31 de diciembre de 2014, las inversiones y los conceptos relacionados a éstas, que no han sido asignados en forma definitiva corresponden a \$ 71,270,273.
- f. Derivado del decreto referente a la transferencia de activos susceptibles de ser transferidos al CENAGAS, los valores netos susceptibles a ser transferidos al 31 de diciembre de 2014 son \$ 34,029,000. Estos activos serán compensados a PEMEX bajo las condiciones que disponga la Comisión Reguladora de Energía.

Estos valores pueden variar entre la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados y el momento en que se lleven a cabo los acuerdos de transferencia, ya sea por ajustes a ductos y/o incorporación de nuevas clases de activos, para lo cual se establece un plazo de dos años para su perfeccionamiento.

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

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los activos adquiridos a través de arrendamiento capitalizable se integran como se menciona a continuación:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Inversión en buque tanques y equipo de perforación	\$ 5,017,002	\$ 5,017,002
Menos depreciación acumulada	<u>(953,152)</u>	<u>(636,276)</u>
	<u>\$ 4,063,850</u>	<u>\$ 4,380,726</u>

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

Años	Pesos	US\$
2015	\$ 834,989	US\$ 56,733
2016	834,989	56,733
2017	834,989	56,733
2018	767,210	52,127
2019	271,186	18,425
2020 y posteriores	<u>1,084,743</u>	<u>73,702</u>
	4,628,106	314,453
Menos intereses no devengados a corto plazo	221,879	15,075
Menos intereses no devengados a largo plazo	<u>533,053</u>	<u>36,218</u>
Total arrendamiento capitalizable	3,873,174	263,160
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)	<u>613,110</u>	<u>41,658</u>
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	<u>\$ 3,260,064</u>	<u>US\$ 221,502</u>

El gasto por intereses sobre arrendamiento capitalizable, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 fue de \$242,436, \$ 159,380 y \$ 214,041, respectivamente.

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

- i. Tasa de 7.96% términos nominales (3.73% en términos reales al 31 de diciembre de 2014).
- ii. Tasa de 7.96% en términos nominales (3.83% en términos reales al 31 de diciembre de 2013).
- iii. Tasa de 9.39% en términos nominales (5.62% en términos reales al 31 de diciembre de 2012).

11. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo de otros activos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Pozos no asignados a una reserva	\$ 14,970,904	\$ 7,892,474
Pagos anticipados	2,959,819	2,244,450
Otros	<u>4,694,541</u>	<u>4,057,786</u>
	<u>\$ 22,625,264</u>	<u>\$ 14,194,710</u>
	31 de diciembre	
	2014	2013
Pozos no asignados a una reserva:		
Saldo al inicio del año	\$ 7,892,474	\$ 5,306,333
Incrementos en obras en construcción	24,185,826	21,813,041
Deducciones contra gastos	(9,793,246)	(9,244,399)
Deducciones contra activo fijo	<u>(7,314,150)</u>	<u>(9,982,501)</u>
Saldo al final del año	<u>\$ 14,970,904</u>	<u>\$ 7,892,474</u>

12. Deuda

El Consejo de Administración de PEMEX aprueba los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos para el ejercicio fiscal respectivo de conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento, los cuales son elaborados de acuerdo con lo establecido en los lineamientos sobre las características de endeudamiento de PEMEX para el ejercicio fiscal respectivo aprobados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

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

- a. El 23 de enero de 2014, Petróleos Mexicanos, realizó una colocación de deuda en los mercados internacionales bajo su Programa de Pagarés de Mediano plazo Serie C de US\$ 32,000,000 por un monto total de US\$ 4,000,000 en tres tramos: el primero por un monto de US\$ 500,000 con vencimiento en enero de 2019 y un cupón de 3.125%; el segundo fue una reapertura del bono emitido el 18 de julio de 2013 por un monto de US\$ 500,000 con vencimiento en enero de 2024 y un cupón de 4.875%; y el tercero por un monto de US\$ 3,000,000 con vencimiento en enero de 2045 y un cupón de 6.375%.
- b. El 23 de enero de 2014, la SHCP autorizó a Petróleos Mexicanos el incremento del Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de US\$ 32,000,000 a US\$ 42,000,000. Todos los títulos de deuda emitidos bajo este programa están garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación y Pemex Gas y Petroquímica Básica.
- c. El 30 de enero de 2014, Petróleos Mexicanos realizó, bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDIs, una emisión en tres tramos en el mercado mexicano, el primero por \$ 7,500,000 con vencimiento en 2024 a una tasa fija de 7.19%, que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 2,616,050 fuera de México bajo el formato de Global Depositary Notes (GDNs) y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 4,883,950 en el mercado local. Se trata de la segunda reapertura de la emisión realizada originalmente el 26 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013. El segundo por \$ 2,000,000 con vencimiento en 2019 a tasa flotante de Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) más 3.8%, se trata de la segunda reapertura de la emisión realizada originalmente el 19 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013. El tercer tramo por 588,435 UDIs, equivalentes a \$ 3,000,000 con vencimiento en 2026 a una tasa fija de 3.94%. Toda la deuda emitida bajo este programa se encuentra garantizada por Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
- d. El 20 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo por US\$ 1,000,000 a tasa flotante de Libor más 0.16%, mismo que ha sido renovado y se encuentra vigente al cierre del ejercicio.
- e. El 21 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo US\$ 300,000 provenientes de líneas garantizadas por agencias de crédito a la exportación, a una tasa 1.08%, con vencimiento en marzo de 2018.
- f. El 16 de abril de 2014, Petróleos Mexicanos emitió € 1,000,000 a una tasa de 3.75% con vencimiento en 2026. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 42,000,000.
- g. El 30 de mayo de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo de \$ 10,000,000 de una línea de crédito revolvente, con vencimiento el 2 de julio 2014, por lo que no afecta el endeudamiento neto.
- h. El 2 de junio de 2014, Petróleos Mexicanos obtuvo dos préstamos de las líneas de crédito revolventes por US\$ 1,250,000 y US\$ 250,000 a tasa flotante que fueron amortizados durante 2014, por lo que no afectaron el endeudamiento neto.

- i. El 2 de julio de 2014, Petróleos Mexicanos realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 200,000,000 o su equivalente en UDIs una emisión de certificados bursátiles en tres tramos: \$ 1,500,000 con vencimiento en 2019 y una tasa TIIE a 28 días más 4 puntos base; esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en febrero de 2019 originalmente realizada el 19 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014; \$ 11,000,000 una tasa cupón de 7.19% con vencimiento en septiembre de 2024; que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 2,353,100 fuera de México bajo el formato de GDNs y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 8,646,900 en el mercado local, esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013 y el 30 de enero de 2014; 487.2 millones de UDIs equivalentes a \$ 2,500,000 con vencimiento en enero de 2026 con rendimiento de 3.23% y una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2019 originalmente realizada el 30 de enero de 2014.
- j. El 25 de julio de 2014, Petróleos Mexicanos realizó la primera disposición derivada de la contratación de una línea de crédito sindicado en pesos por un monto inicial de \$ 26,000,000 con fecha de vencimiento 25 de julio de 2024 a una tasa TIIE 91 días más 95 puntos base.
- k. El 29 de julio de 2014, Petróleos Mexicanos modificó los términos de la línea de crédito firmada el 22 de diciembre de 2011, disminuyendo el monto disponible de \$ 10,000,000 a \$ 3,500,000.
- l. El 8 de septiembre de 2014, Petróleos Mexicanos enmendó los términos de su línea de crédito sindicada para incrementarla de \$ 26,000,000 a \$ 30,000,000. El 10 de septiembre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó una segunda disposición de la línea de crédito sindicada en pesos por un monto de \$ 4,000,000 con fecha de vencimiento 26 de julio de 2024 a una tasa TIIE 91 días más 95 puntos base. El monto total de la línea de crédito sindicada considerando la primera y la segunda disposición es de \$ 30,000,000.
- m. El 11 de septiembre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 200,000,000 o su equivalente en UDIs una emisión de certificados bursátiles en tres tramos: el primero \$ 19,999,269 con una tasa cupón de 7.19% con vencimiento en septiembre de 2024; que consistió en (1) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 3,418,200 fuera de México bajo el formato de GDNs y (2) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 16,581,069 en el mercado local, esta emisión representó la cuarta reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013, el 30 de enero de 2014 y el 2 de julio de 2014; el segundo por: \$ 5,000,000 con vencimiento en 2019 y un rendimiento de TIIE a 28 días más 1 punto base; esta emisión representó la cuarta reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en febrero de 2019 originalmente realizada el 19 de septiembre de 2013 y reabierto el 11 de diciembre de 2013, el 30 de enero de 2014 y el 2 de julio de 2014; el tercero por 968,671 de UDIs equivalentes a \$ 5,000,731 con vencimiento en enero de 2026 con una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la segunda reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2026 originalmente realizada el 30 de enero de 2014 y reabierto el 2 de julio de 2014.
- n. El 14 de octubre de 2014, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono en el mercado internacional por US\$ 500,000 con la garantía del Export Import Bank de los Estados Unidos de Norteamérica (Ex Im Bank) a tasa variable de libor 3 meses más 35 puntos base, amortizable trimestralmente con vencimiento en abril de 2025.

- o. El 15 de octubre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó una colocación de deuda en los mercados internacionales bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 42,000,000 por un monto total de US \$ 2,500,000 a tasa fija. Esta colocación se realizó en dos tramos: US\$ 1,000,000 con vencimiento en enero de 2025 y rendimiento al vencimiento de 4.250% y US\$ 1,500,000 con vencimiento en junio de 2044 y rendimiento al vencimiento de 5.50% que fue la segunda reapertura de sus bonos a tasa 5.50% con vencimiento en 2044, originalmente emitidos el 26 de junio de 2012 y posteriormente reabiertos el 19 de octubre de 2012.
- p. El 20 de octubre de 2014, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la segunda emisión de bonos con la garantía del Ex Im-Bank en el mercado internacional. La emisión se efectuó por un monto de US\$ 500,000 a tasa fija amortizable semestralmente. El bono pagará un cupón de 2.378%, con vencimiento el 15 de abril de 2025.
- q. El 14 de noviembre de 2014, Petróleos Mexicanos, liquidó el total del principal del programa (i) US\$ 1,500,000 con una tasa de 4.875% con vencimiento en 2015 y (ii) US\$ 234,915 con una tasa de 5.750% con vencimiento en 2015.
- r. El 19 de noviembre de 2014, se realizó un desembolso por \$ 20,000,000 de una línea de crédito revolvente, a una tasa flotante ligada a TIIE con vencimiento al 19 de noviembre de 2019.
- s. El 27 de noviembre de 2014, Petróleos Mexicanos realizó una emisión bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 200,000,000 o su equivalente en UDIs por \$ 15,000,000 en tres tramos: \$ 5,000,000 en tasa flotante de TIIE más 15 puntos base con vencimiento en noviembre de 2020; se trató de una nueva emisión PEMEX 14; \$ 8,301,389 con vencimiento en 2026, tasa cupón de 7.47%; 325.0 millones de UDIs equivalentes a \$ 1,698,611 con vencimiento en enero de 2026 con una tasa cupón de 3.94%; esta emisión representó la tercera reapertura de la misma serie de certificados bursátiles con vencimiento en 2026 originalmente realizada el 30 de enero de 2014 y reabierta el 2 de julio y el 11 de septiembre de 2014.
- t. El 15 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por \$ 3,500,000 de una línea de crédito revolvente, a una tasa flotante.
- u. El 17 de diciembre de 2014 contrató una línea de crédito por US\$ 700,000. El 19 de diciembre de 2014, se realizó un desembolso por US\$ 700,000 con tasa Libor más 85 puntos base con vencimiento en junio 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 revolvete para manejo de liquidez por US\$ 2,500,000 y \$ 23,500,000, las cuales se encuentran desembolsadas en su totalidad.

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

- a. El 4 y el 11 de enero de 2013, PMI Trading, obtuvo y pagó, respectivamente, un préstamo por US\$ 150,000, con una tasa de 1.0412%.
- b. El 22 de enero de 2013, la SHCP autorizó el incremento del Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C, de Petróleos Mexicanos de US\$ 22,000,000 a US\$ 32,000,000. Todas las emisiones bajo este programa están garantizadas por PEP, PR y PGPB,
- c. El 30 de enero de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de notas por US\$ 2,100,000, con vencimiento en enero de 2023 y cupón de 3.50%, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C por US\$ 32,000,000.
- d. El 28 de febrero de 2013, PMI NASA, obtuvo dos préstamos por US\$ 34,500 cada uno, con una tasa de interés de 3.80%, ambos con vencimiento el 7 de febrero de 2023.
- e. El 6 y 8 de marzo de 2013, PMI Trading obtuvo y pagó, respectivamente un préstamo por US\$ 50,000, con una tasa de 1.4217%.
- f. El 22 de marzo de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de Certificados Bursátiles por \$ 2,500,000, con vencimiento en noviembre de 2017, a una tasa variable, el cual fue una reapertura de los certificados emitidos el 29 de noviembre de 2012. Estos Certificados Bursátiles fueron emitidos bajo el Programa Dual de Certificados Bursátiles autorizados hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDI.
- g. El 26 de abril de 2013, PMI NASA obtuvo un préstamo por US\$ 33,830, con una tasa de interés de 3.80%, con vencimiento el 22 de febrero de 2023.
- h. El 7 de junio de 2013, PMI NASA obtuvo un préstamo por US\$ 34,278, con una tasa de interés de 3.80%, con vencimiento el 24 de abril de 2023.
- i. El 25 de junio de 2013, Petróleos Mexicanos, con base en el Programa Dual de Certificados Bursátiles por un monto de hasta \$ 300,000,000 o su equivalente en UDI, realizó una reapertura de la emisión de noviembre de 2012 con vencimiento en 2017 y tasa variable por un monto de \$ 2,500,000.
- j. El 26 de junio de 2013, Petróleos Mexicanos realizó un desembolso por US\$ 500,000 de la línea revolvete, con vencimiento el 17 de julio de 2013.
- k. El 18 de julio de 2013, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por US\$ 3,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 32,000,000, la emisión constó de cuatro tramos: i) US\$ 1,000,000 con vencimiento en 2024 a tasa de 4.875%, ii) US\$ 1,000,000 con vencimiento en 2018 a tasa de 3.50%, iii) US\$ 500,000 con vencimiento en 2018 a tasa flotante, y iv) US\$ 500,000 con vencimiento en junio de 2041 a una tasa de 6.50%, esta última es la segunda reapertura del bono originalmente emitido el 2 de junio de 2011 y reabierto el 18 de octubre de 2011.
- l. El 19 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó la emisión de bonos con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos de América (Ex-Im Bank), por un monto de US\$ 400,000 a tasa fija de 2.83% y vencimiento en febrero de 2024.
- m. El 19 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de Certificados Bursátiles por \$ 5,000,000 a tasa variable de TIE más 6 puntos base y vencimiento en

febrero de 2019. La emisión se realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000, o su equivalente en UDIs.

- n. El 26 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDIs, una emisión en el mercado mexicano por \$ 10,400,000 con vencimiento en 2024 a una tasa de 7.19% que consistió en i) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 1,075,000 fuera de México bajo el formato de GDNs y ii) una oferta pública de certificados bursátiles por \$ 9,325,000 en el mercado local.
- o. El 30 de septiembre de 2013, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un segundo bono con la garantía del Ex-Im Bank por un monto de US\$ 750,000 a tasa variable de LIBOR 3 meses más 43 puntos base y vencimiento en febrero de 2024.
- p. El 4 de noviembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó la tercera emisión del programa de bonos con la garantía del Ex-Im Bank por un monto de US\$ 350,000 a tasa fija de 2.29% y vencimiento en febrero de 2024.
- q. El 27 de noviembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por € 1,300,000 con vencimiento en 2020 a una tasa de 3.125%. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 32,000,000.
- r. El 11 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos realizó, bajo el Programa de Certificados Bursátiles autorizado hasta por un monto de \$ 300,000,000 o su equivalente en UDIs, una emisión en dos tramos: i) \$ 8,500,000 a una tasa de 7.19% con vencimiento en 2024 que consistió en: una oferta pública de Certificados Bursátiles por \$ 1,165,550 fuera de México bajo el formato de GDNs y una oferta pública de Certificados Bursátiles por \$ 7,334,450 en el mercado local; esta emisión representó la reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2024 originalmente realizada el 26 de septiembre de 2013 y ii) \$ 1,100,000 con vencimiento en 2019 a tasa flotante; se trata de la primera reapertura de la emisión realizada originalmente el 19 de septiembre de 2013.
- s. El 11 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito revolvente por US\$ 1,250,000 a tasa variable ligada a LIBOR con vencimiento en 2016.
- t. El 19 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos, realizó una disposición por \$ 10,000,000 de una línea de crédito revolvente, que pagó el 30 de diciembre de 2013.
- u. El 27 de diciembre de 2013, Petróleos Mexicanos, realizó una disposición por US\$ 135,000 de una línea de crédito revolvente, la cual pagó el 27 de enero de 2014.
- v. Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013, PMI HBV obtuvo US\$ 5,793,000 y pagó US\$ 6,143,000 bajo una línea de crédito revolvente.

Algunos contratos de financiamiento establecen ciertas obligaciones de hacer y no hacer, entre las que destacan no vender, gravar o disponer de ciertos activos esenciales para las operaciones del negocio, así como no contraer pasivos directos o contingentes o cualquier adeudo de índole contractual relacionado con estos activos, sujeto a ciertas excepciones y transferir, vender o asignar derechos de cobro aún no devengados bajo contratos de venta de petróleo crudo o gas natural, cuentas por cobrar u otros instrumentos negociables. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, PEMEX no ha incurrido en incumplimientos relacionados con los contratos de financiamiento vigentes.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la deuda documentada se integra como se muestra a continuación:

	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	36,245,150
Crédito al comprador	Libor más 0.4% a 0.5%	Varios hasta 2014	36,795,000	2,500,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.45% a 5.45%, Libor más .01% a 1.71%	Varios hasta 2022	70,558,213	4,794,008
Crédito directo	Tasa fija de 5.44% y Libor más 1% a 1.20%	Varios hasta 2018	24,959,247	1,695,831
Crédito sindicado	Libor más 0.8% y 1%	Varios hasta 2016	29,436,000	2,000,000
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2022	4,076,281	276,959
Arrendamiento financiero (Nota 10-e)	Tasa fija del 0.37% a 1.99%	Varios hasta 2023	3,873,174	263,159
Total en dólares estadounidenses			703,154,034	47,775,107
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 5.5%.a 6.375%	Varios hasta 2025	94,932,763	5,304,804
Crédito garantizado	Euribor 5.37%	Varios hasta 2014		
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	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% TIE 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 TIE más 0.55% a 2.4%	Varios hasta 2022	24,186,813	
Crédito sindicado	TIE más 0.95	Varios hasta 2024	29,005,374	
Crédito revolviente	TIE 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:			13,671,738	
Intereses devengados			11,697,513	
Documentos por pagar a contratistas	(3)			
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 13-c)			\$ 997,384,286	

			<u>31 de diciembre de 2013</u>	
			<u>Moneda nacional</u>	<u>Moneda extranjera</u>
	<u>Tasa de interés (1)</u>	<u>Vencimiento</u>		
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.43% a 2.02%	Varios hasta 2045	\$ 407,719,934	31,179,592
Crédito al comprador	Libor más 0.4% a 0.5%	Varios hasta 2014	12,520	957
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.45% a 5.45%, Libor más .01% a 1.71%	Varios hasta 2022	75,603,945	5,781,665
Crédito directo	Tasa fija de 1.457% a 5.44% y Libor más 1% a 1.9%	Varios hasta 2018	10,981,118	839,760
Crédito sindicado	Libor más 0.8% y 1%	Varios hasta 2016	27,918,337	2,135,001
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2022	4,032,468	308,375
Arrendamiento financiero (Nota 10-e)	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2023	<u>3,949,905</u>	<u>302,061</u>
Total en dólares estadounidenses			<u>530,218,227</u>	<u>40,547,411</u>
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 5.5% a 6.375%	Varios hasta 2025	78,073,403	4,332,742
Crédito garantizado	Euribor 5.37%	Varios hasta 2014	4,779,802	265,259
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	<u>569</u>	<u>32</u>
Total en euros			<u>82,853,774</u>	<u>4,598,033</u>
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2023	11,703,000	94,000,000
Créditos directos	Libor yen más 0.71%	Varios hasta 2014	2,608,275	20,950,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.90% y Prime yen de 1% a 2%	Varios hasta 2017	<u>3,346,571</u>	<u>26,880,086</u>
Total en yenes			<u>17,657,846</u>	<u>141,830,086</u>
En pesos				
Certificados bursátiles	Certificados de la Tesorería de la Federación (Cetes) más 0.57% TIEE menos 0.07% a 0.7% y tasa fija de 7.19% y 9.91%	Varios hasta 2024	132,159,337	
Crédito directo	Tasa fija de 5.04% a 6.55% y TIEE más 0.55% a 2.4%	Varios hasta 2022	<u>6,479,741</u>	
Total en pesos			<u>138,639,078</u>	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 4.2%	Varios hasta 2028	<u>26,746,411</u>	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	<u>21,031,855</u>	
Total del principal en moneda nacional	(2)		817,147,191	
Más:			9,815,002	
Intereses devengados			<u>14,278,221</u>	
Documentos por pagar a contratistas	(3)			
Total principal e intereses de la deuda			<u>841,240,414</u>	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			72,450,283	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo	(3)		8,411,658	
Intereses devengados			<u>9,815,002</u>	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			<u>90,676,943</u>	
Deuda a largo plazo (Nota 13-c)			<u>\$ 750,563,471</u>	

	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020 en adelante</u>	<u>Total</u>
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	<u>\$ 145,866,216</u>	<u>\$ 94,092,560</u>	<u>\$ 78,718,092</u>	<u>\$ 87,071,447</u>	<u>\$ 90,856,363</u>	<u>\$ 646,645,825</u>	<u>\$ 1,143,250,503</u>

	31 de diciembre	
	2014 (i)	2013 (i)
Movimientos de la deuda:		
Saldo al inicio del año	\$ 841,240,414	\$ 786,858,600
Captaciones	426,607,422	241,939,473
Amortizaciones	(207,455,492)	(191,146,091)
Intereses devengados	3,661,146	2,170,843
Variación cambiaria	78,884,717	3,308,299
Primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	312,296	(1,890,710)
Saldo al final del año	\$ 1,143,250,503	\$ 841,240,414

(i) Estos saldos incluyen documentos a pagar de Contratos de Obra Pública Financiada ("COPF") los cuales no generaron flujo de efectivo.

(1) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las tasas eran las que siguen: LIBOR tres meses 0.2556% y 0.2461%, respectivamente; LIBOR seis meses 0.3628% y 0.348%, respectivamente; Prima en yenes 1.475% en ambos años; TIIE a 28 días 3.3205% y 3.795%, respectivamente; TIIE a 91 días 3.3245% y 3.8045%, respectivamente; Cetes a 28 días 2.74% y 3.18%, respectivamente; Cetes a 91 días 2.94% y 3.45%, respectivamente; Cetes a 182 días 3.01% y 3.55% respectivamente.

(2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2014 y 2013, de bancos extranjeros fue de \$ 798,484,400 y \$ 631,954,650, respectivamente.

(3) Los documentos por pagar a contratistas se incluyen en el rubro de deuda a corto y largo plazo y se detallan como se muestra a continuación:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b)	\$ 11,697,513	\$ 14,278,221
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	7,188,084	8,411,658
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	\$ 4,509,429	\$ 5,866,563

(a) PEMEX tiene celebrados COPF (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hidrocarburos y las obras ejecutadas son propiedad de PEP. En los COPF el contratista administra y mantiene la ejecución de las obras a su propio costo, las cuales se clasifican en desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo pendiente de pago era de \$ 8,815,484 y \$ 11,387,225, respectivamente.

(b) Durante el ejercicio 2007, se adquirió un buque tanque denominado FPSO (Floating Process Storage and Outloading). La inversión en dicho buque tanque es de US\$ 723,575. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo era de \$ 2,882,029 (US\$ 195,817) y \$ 2,890,996 (US\$ 221,083), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

Año	US\$
2015	US\$ 25,267
2016	25,267
2017	25,267
2018	25,267
2019	25,267
2020 en adelante	<u>69,482</u>
Total	<u>US\$ 195,817</u>

(4) Al 31 de diciembre 2014 y 2013, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Dólar estadounidense	\$ 14.7180	\$ 13.0765
Yen japonés	0.1227	0.1245
Libra esterlina	22.9483	21.6560
Euro	17.8103	18.0194
Franco suizo	14.8122	14.7058
Dólar canadiense	12.7061	12.3076
Dólar australiano	12.0437	11.6982

13. Instrumentos financieros derivados

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

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

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

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

A. Administración de Riesgos

I. Riesgo de Mercado

i. Riesgo de tasa de interés

PEMEX está expuesto a fluctuaciones en las tasas de interés de las posiciones en pasivo a tasa variable de algunos de sus instrumentos financieros. Las tasas a las que se tiene exposición son la London Interbank Offered Rate (LIBOR) en dólares y la TIIE en pesos. Al 31 de diciembre de 2014, aproximadamente 27.7% del total de la deuda consistió en deuda a tasa variable.

En ocasiones, por motivos estratégicos o con el objetivo de compensar los flujos esperados de entrada y salida, PEMEX ha contratado swaps de tasa de interés. Bajo estos contratos, PEMEX ha adquirido la obligación de realizar pagos a una tasa de interés fija y el derecho a recibir pagos a tasa de interés flotante basados en la tasa LIBOR, en la TIIE o en una tasa calculada o referenciada a la TIIE.

Al 31 de diciembre de 2014, PEMEX tiene contratados dos swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal agregado de US\$ 1,250,000, a una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.41% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 9.60 años.

De manera análoga, con el fin de eliminar la volatilidad asociada a las tasas de interés variable de los financiamientos a largo plazo, PMI-NASA tiene contratados swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal de US\$ 115,059, a una tasa fija promedio ponderada de 4.16% y plazo a vencimiento promedio de 7.4 años.

Por otro lado, PEMEX realiza inversiones en pesos y dólares, de acuerdo a la normativa interna aplicable, a través de portafolios constituidos con distintos objetivos, buscando rentabilidad sujeta a parámetros de riesgo que acotan la probabilidad de pérdida de capital. Los recursos de estos portafolios tienen por objeto cumplir con las obligaciones de PEMEX en pesos y en dólares.

Las inversiones de los portafolios de PEMEX se encuentran expuestas a riesgos de tasas de interés nacionales e internacionales, a la sobretasa de instrumentos gubernamentales y no gubernamentales, y a la paridad UDI/MXP. Sin embargo, dichos riesgos están acotados mediante el establecimiento de límites de riesgo de mercado.

ii. Riesgo de tipo de cambio

Una cantidad significativa de los ingresos de PEMEX se deriva de las exportaciones de petróleo crudo y de algunos productos del petróleo, cuyos precios se determinan y son pagaderos en dólares. Además, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del IEPS (Impuesto Especial sobre Producción y Servicios), así como las ventas del gas natural y sus derivados y de los petroquímicos, están indexados a los precios internacionales denominados en dólares para estos productos. Únicamente las ventas de gas licuado del petróleo se encuentran denominadas en pesos y representan menos del 5% de los ingresos.

Por otro lado, en lo que respecta a los egresos de PEMEX, los derechos sobre hidrocarburos son calculados con base en precios internacionales denominados en dólares al igual que el costo de importación de los hidrocarburos que PEMEX adquiere para reventa en México o uso en sus instalaciones; mientras que, el monto de gastos de inversión y operación de PEMEX se determinan en pesos.

Como resultado de esta estructura de flujos de efectivo, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el valor del balance financiero de PEMEX, mientras que la apreciación del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. PEMEX administra este riesgo sin necesidad de contratar instrumentos de cobertura, debido a que el impacto de la fluctuación en el tipo de cambio entre el dólar y el peso sobre sus ingresos se compensa en gran parte, por el impacto en sus obligaciones.

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

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

Las divisas cubiertas a través de swaps de moneda son el euro, el franco suizo, el yen, la libra esterlina y el dólar australiano contra el dólar americano, y la UDI contra el peso.

En 2014, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros, por un monto nominal agregado de US\$ 1,388,400. En 2013, PEMEX contrató IFD del mismo tipo para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros y el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nominal agregado de US\$ 2,028,701.

La mayoría de los swaps de moneda contratados por PEMEX son *plain vanilla*, excepto un swap contratado en 2004 para cubrir exposición al euro, con vencimiento en 2016. Este swap se denomina como swap "extinguible" y fue contratado con el objetivo de poder contar con cobertura para obligaciones que, en su momento, se adquirieron a largo plazo. La principal característica de este tipo de IFD es que, ante la ocurrencia de alguno de los eventos de incumplimiento (*default*) especificados en la confirmación, el swap termina anticipadamente sin ninguna obligación de pago para las partes involucradas. Este swap tiene un monto nominal de US\$ 1,146,410.

PEMEX registró por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 una (pérdida) rendimiento cambiario por \$ (76,999,161), \$ (3,951,492) y \$ 44,845,661, respectivamente, que incluye la variación cambiaria no realizada principalmente la que proviene de la deuda por \$ (78,884,717), \$ (3,308,299) y \$ 40,561,861, respectivamente, por lo que no impactó los flujos de efectivo. Lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 77.8% al 31 de diciembre de 2014, está denominada en divisa distinta al peso, por lo que la depreciación del peso dio como resultado la pérdida cambiaria. Las (pérdidas) o ganancias cambiarias no realizadas no impactan los flujos de efectivo de PEMEX. Derivado de la estructura de flujo de efectivo descrita anteriormente, la depreciación del peso frente al dólar no afecta la habilidad de PEMEX para honrar sus obligaciones en dólares y genera un beneficio en lo relativo al pago de obligaciones contraídas en pesos. Por otro lado, la apreciación del peso ante el dólar puede incrementar el costo del servicio de la deuda en términos de dólares. La pérdida cambiaria de 2014 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 13.0765 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 14.7180 por US\$ 1 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2014. La pérdida cambiaria de 2013 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 13.0101 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 13.0765 por US\$ 1 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013; lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 75.0% al 31 de diciembre de 2013, está denominada en divisa distinta al peso, por lo que la depreciación del peso dio como resultado la pérdida cambiaria. El rendimiento cambiario de 2012 se debió a la apreciación en un 7.5% del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 13.9904 por US\$ 1 a un tipo de cambio de \$ 13.0101 por US\$ 1 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012.

Por otro lado, las empresas del Grupo PMI enfrentan riesgo de mercado generado por fluctuaciones del tipo de cambio, por lo que cuentan con políticas autorizadas por los Consejos de Administración de varias de sus compañías, que estipulan que los activos financieros denominados en una moneda distinta a la funcional serán inferiores al 5% de los activos financieros, excepto en los casos en que se tenga una obligación de pago en una moneda distinta a la funcional. En línea con lo anterior, ocasionalmente las empresas del Grupo PMI contratan IFD de tipo de cambio con el propósito de mitigar el riesgo asociado a su deuda denominada en monedas distintas al dólar.

Las operaciones abiertas con IFD de PMI-HBV al 31 de diciembre de 2013, correspondían a operaciones tipo par forward para cubrir su exposición a créditos en euros. Estas operaciones vencieron durante 2014.

En lo que respecta a PMI-TRD, la mayor parte de los flujos de efectivo se generan por el comercio de productos refinados, petroquímicos y gases líquidos con PEMEX y con terceros en el mercado internacional, cuyos precios son determinados y pagaderos en dólares. La mayor exposición cambiaría de PMI-TRD se deriva del fondeo para el pago de impuestos en pesos y de manera secundaria, por la compra de productos en pesos para su venta en dólares en el mercado internacional, así como por costos de ventas denominados en moneda local.

PMI-TRD considera que puede administrar el riesgo generado por el pago de impuestos en moneda local sin la necesidad de contratar instrumentos de cobertura, dado que la exposición a este riesgo es marginal comparada con el flujo total en su moneda funcional. Asimismo, en caso de que exista riesgo de tipo de cambio en sus operaciones comerciales, PMI-TRD puede implementar medidas de mitigación de riesgo, a través de la ejecución de IFD.

iii. Riesgo de precio de hidrocarburos

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

PEMEX evalúa constantemente la implementación de estrategias de mitigación, incluyendo aquéllas que involucran el uso de IFD, considerando la factibilidad operativa y presupuestaria de las mismas. PEMEX no realizó coberturas sobre los precios del crudo y sus derivados entre 2007 y 2014.

Por otro lado, como servicio adicional a la oferta del suministro de Gas Natural (GN), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) ofrece a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de IFD sobre GN, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio del GN. Para llevar a cabo este servicio, PGPB contrata con Mex Gas Supply, S.L. IFD con la posición opuesta para mitigar el riesgo de mercado de los IFD ofrecidos a sus clientes. Finalmente Mex Gas Supply, S.L. contrata IFD con la posición opuesta a los IFD ofrecidos a PGPB con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A través del esquema anterior, PGPB mantiene su perfil natural de riesgo, con una exposición al riesgo de mercado prácticamente nula.

Las ventas domésticas del Gas Licuado de Petróleo (GLP) de PGPB han estado sujetas a un mecanismo de control de precios impuesto por el Gobierno Federal. Este esquema genera una exposición al riesgo en las áreas geográficas donde se vende GLP importado. En el 2012, PGPB mitigó el riesgo de mercado generado por la exposición anterior por medio de una estrategia de cobertura a través de IFD del tipo swap sobre el precio del propano, el principal componente del GLP. En el mes de junio de 2012, PGPB realizó coberturas sobre el precio del propano por aproximadamente el 50% del volumen de importación para el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012. Durante 2013 y 2014 no se realizaron coberturas de este tipo.

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

iv. Riesgo de precio de títulos accionarios de terceros

PEMEX conservaba una posición sintética larga (tenencia) sobre 67,969,767 acciones de la empresa Repsol, S. A. con el objetivo de mantener los derechos corporativos y económicos sobre esta cantidad de títulos. Lo anterior se llevaba a cabo a través de un swap de activos de retorno total, con intercambios periódicos de flujos, en donde Pemex recibía el rendimiento total de estos títulos accionarios denominados respecto a un precio de ejercicio en dólares, los dividendos y los derechos corporativos, y pagaba a la contraparte financiera de este IFD una tasa de interés flotante, así como las minusvalías que experimentarían dichos títulos. El 3 de junio de 2014 PEMEX realizó la cancelación anticipada de su IFD, lo cual representó la terminación de la participación total de Petróleos Mexicanos en Repsol, S. A.

Entre los meses de julio y septiembre de 2011, PEMEX adquirió a través de su filial PMI HBV 57,204,240 acciones de la empresa Repsol, S. A. Con el objetivo de proteger esta inversión, PMI HBV contrató un producto estructurado consistente de opciones tipo put largo, call corto y call largo con vencimientos en 2012, 2013 y 2014. La exposición al tipo de cambio asociada al financiamiento de las acciones fue cubierta mediante forwards de tipo de cambio del euro con vencimientos en 2012, 2013 y 2014. Todos los IFD correspondientes expiraron en 2014, 2013 y 2012 por lo que no había ningún IFD vigente al cierre de 2014. Aunque estos IFD fueron contratados con el propósito de cubrir la exposición al precio de la acción de Repsol, S. A., se decidió tratarlos contablemente como instrumentos de negociación.

Al 31 de diciembre de 2014, PMI HBV posee 19,557,003 acciones de Repsol, S. A., las cuales no tienen ningún IFD asociado.

v. Cuantificación de riesgo de mercado

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

Cuantificación de riesgo de tasa de interés

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. El VaR de los portafolios incorpora el riesgo de tasas y sobretasas. Adicionalmente, para los portafolios en moneda nacional, el VaR incluye el riesgo de variaciones en la inflación implícita en los títulos denominados en UDI. Para la gestión de los portafolios, el riesgo de tasa de interés se encuentra acotado a través de límites de VaR.

El VaR de los portafolios de inversión de PEMEX al 31 de diciembre de 2014 es de \$ (67.4) para el portafolio de Tesorería MXP, de \$ 0 para el portafolio de FOLAPE de \$ (47.5) para el portafolio de FICOLAVI y de US\$ 0 para el portafolio de Tesorería USD.

Además de encontrarse expuesto a un riesgo de tasa de interés en los IFD en los que está obligado a realizar pagos en tasa flotante, los IFD de PEMEX se encuentran expuestos a una volatilidad en el *mark to market* (MTM) por la variación en las curvas de tasas de interés utilizadas en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y de los financiamientos a un incremento de 10 puntos base (pb) paralelo sobre curvas cupón cero. Para el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad tanto a las curvas con las que se valúan los IFD (Curvas Interbancarias), como con las curvas con las que se estimó el valor justo de la deuda (Curvas PEMEX). Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo no son utilizadas en la gestión debido a que, dado que PEMEX no tiene la intención de realizar prepagos de su deuda o cancelar sus derivados anticipadamente, no está expuesto al riesgo de tasa de interés derivado de sus obligaciones en tasa fija.

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

Divisa	Curvas Interbancarias		Sensibilidad neto	Curva PEMEX
	Sensibilidad financiamiento	Sensibilidad derivados		Sensibilidad financiamiento
AUD	296,021	(296,021)	-	287,190
Franco suizo	1,423,683	(1,423,683)	-	1,315,506
Euro	46,702,364	(46,702,368)	(5)	38,443,088
Libra esterlina	4,951,479	(4,951,479)	-	4,266,948
Yen	3,078,996	(3,078,996)	-	2,585,881
Peso	48,991,865	4,760,153	53,752,017	45,727,709
UDI	19,092,568	(10,801,196)	8,291,372	17,689,064
US\$	524,085,745	48,510,382	572,596,127	328,973,950

*Cifras en USD

Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 25 pb las tasas de interés variables de los financiamientos, así como de sus coberturas correspondientes.

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, si las tasas de interés del ejercicio hubieran sido superiores en 25 pb y el resto de las variables hubieran permanecido constantes, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido mayor en \$ 7,297,773, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 4,993,915 y la utilidad neta del ejercicio 2012 hubiera sido menor en \$ 5,319,309, esto como consecuencia de un incremento en el costo por intereses. Análogamente, si los niveles de las tasas hubiesen sido inferiores en 25 pb, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido menor en \$ 7,297,773, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 4,993,915 y la utilidad del ejercicio 2012 se hubiera incrementado en \$ 5,319,309, como consecuencia de un menor costo por interés.

Cuantificación de riesgo de tipo de cambio

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

Los IFD de moneda se contratan con fines de cobertura del riesgo de cambio de los flujos de los financiamientos que se encuentran denominados en monedas distintas al peso y al dólar, así como el riesgo inflacionario proveniente de flujos de los financiamientos en UDI. Sin embargo, derivado de su tratamiento contable, los resultados del ejercicio se encuentran expuestos a la volatilidad del MTM por la variación en los tipos de cambio utilizados en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tipo de cambio para los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y los financiamientos a un incremento de 1% en los tipos de cambio de las divisas respecto al dólar. De manera análoga a la cuantificación de riesgo de tasas de interés, en el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad cambiaría considerando tanto Curvas Interbancarias como Curvas PEMEX. Adicionalmente se muestra el VaR histórico de la posición abierta remanente a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo para llevar a cabo las actividades de gestión de riesgos del portafolio de deuda, se realizan periódicamente análisis cuantitativos con el fin de estimar la magnitud de la exposición al riesgo cambiario generada por emisiones de deuda. A partir de dichos análisis, PEMEX ha seleccionado como estrategia para mitigar el riesgo moneda la contratación de los IFD que se muestran en la tabla en conjunto con los financiamientos a los que cubren:

Derivados de tasa y moneda

Divisa	Curvas Interbancarias			VaR 95% Neto	Curva PEMEX
	1% Financiamiento	1% Derivados	1% Neto		1% Financiamiento
AUD	(1,371,789)	1,371,789	-	-	(1,339,697)
Franco suizo	(3,462,020)	3,462,020	-	-	(3,235,075)
Euro	(82,197,968)	82,197,921	(48)	(24)	(73,149,233)
Libra esterlina	(8,304,635)	8,304,635	-	-	(7,385,927)
Yen	(10,492,781)	10,492,781	-	-	(9,935,423)
Peso	(180,007,826)	(17,502,802)	(197,510,628)	(105,540,719)	(176,179,220)
UDI	(27,529,285)	18,456,627	(9,072,658)	(5,135,248)	(26,045,851)

*Cifras en USD

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

Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 10% el tipo de cambio observado entre el peso y el dólar americano. Esto con el propósito de determinar el impacto en resultados y patrimonio por las variaciones que se den como resultado de aplicar estos nuevos tipos a los saldos mensuales en los rubros de los activos y pasivos que estén denominados en dólares.

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, si el tipo de cambio del peso contra el dólar se hubiera depreciado en un 10% y el resto de las variables hubieran permanecido constantes, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido mayor en \$ 70,280,300, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido mayor en \$ 55,137,410 y la utilidad neta del ejercicio 2012 hubiera sido menor en \$ 59,026,725, esto como consecuencia de una pérdida en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares que presenta PEMEX en la balanza de divisas. Análogamente, en el caso de una apreciación del peso respecto al dólar del 10%, la pérdida neta del ejercicio 2014 hubiera sido menor en \$ 70,280,300, la pérdida neta del ejercicio 2013 hubiera sido menor en \$ 55,137,410 y la utilidad neta del ejercicio 2012 hubiera sido mayor en \$ 59,026,725, esto originado como consecuencia de una ganancia en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares de la balanza de divisas.

Cuantificación de riesgo de títulos accionarios de terceros

Los títulos accionarios de terceros están expuestos tanto al riesgo de precio, como a un riesgo de cambio EUR/USD. La cuantificación del riesgo sobre títulos accionarios de terceros se realizó mediante el VaR histórico a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, sobre un año de historia del precio de la acción de Repsol, S. A. en euros convertido a dólares. Adicionalmente se presenta de manera informativa la sensibilidad del MTM ante un incremento de 1% en el tipo de cambio del euro respecto al dólar.

Derivados de títulos accionarios de terceros

Divisa	Acciones	Riesgo Accionario		Riesgo Cambiario
		Valor acciones	VaR EQ	1%
Euro	19,557,003	367,887,867	(7,365,204)	367,795

*Cifras en USD

Riesgo por precio de hidrocarburos

En ocasiones PGPB enfrenta riesgo de mercado generado por las posiciones que quedan abiertas entre el portafolio de IFD ofrecidos a los clientes nacionales y las coberturas contratadas con contrapartes internacionales. Al 31 de diciembre de 2014 el portafolio de IFD de Gas Natural de PGPB no tiene exposición al riesgo de mercado.

En caso de existir exposición al riesgo de mercado, ésta se mide a través del VaR calculado a través de la metodología Delta-Gamma con un nivel de confianza del 95%, horizonte de 20 días y muestra de 500 observaciones, misma que se controla con el monitoreo del VaR y Capital en Riesgo (CaR) acotados por límites establecidos.

Cabe señalar que no se realizó un análisis de sensibilidad para los instrumentos financieros denominados cuentas por cobrar y por pagar, como se definen en los estándares contables. Lo anterior, debido a que la liquidación de los mismos es de corto plazo, por lo que no se considera que exista un riesgo de mercado. La mayoría de estos instrumentos se encuentran referenciados al precio de los hidrocarburos.

En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y contrastados con los límites máximos aplicables a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

El VaR global promedio asociado al riesgo de mercado sobre *commodities* de PMI-TRD al 31 de diciembre de 2014, calculado a través del VaR histórico al 99% de confianza, con dos años de historia, con un horizonte de un día, se situó en US\$ (15,007); con un nivel mínimo de US\$ (4,554) registrado el 12 de diciembre y un máximo de US\$ (25,396) registrado el 26 de septiembre. Al 31 de diciembre de 2014, el VaR de la cartera global se ubicaba en US\$ (12,194).

II. Riesgo de contraparte o de crédito

Cuando el valor razonable de los IFD a cierta fecha es favorable para PEMEX, la Compañía se encuentra expuesta a perder dicho monto ante un evento de incumplimiento de las contrapartes. Para disminuir este riesgo, PEMEX monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y estima a su vez la exposición por riesgo de crédito de los IFD. Asimismo, PEMEX realiza operaciones con instituciones financieras con una calificación crediticia mínima de BBB-, la cual es emitida y revisada periódicamente por agencias calificadoras de riesgo y, adicionalmente, procura mantener un portafolio diversificado de contrapartes.

Por otro lado, PEMEX tiene contratados diversos swaps de moneda de largo plazo, utilizando como mitigadores de riesgo, cláusulas de *recouping* (mediante las cuales, los pagos en los swaps son ajustados cuando el MtM excede el umbral especificado en la confirmación del swap), que limitan la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a un umbral específico. Estas cláusulas de *recouping* se activaron en swaps contratados para cubrir la exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas, cuatro de los cuales se activaron en 2013 y tres durante 2014. Esto resultó en el prepago del valor justo de los mismos y el reinicio de los términos del swap para que su valor razonable sea cero. Adicionalmente, durante 2014 se contrataron tres operaciones en euros con dichas características.

De acuerdo con la norma NIIF13 - "Medición del Valor Razonable", el valor razonable o MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorporan en el valor del instrumento las expectativas actuales de riesgo crediticio, reconociendo la probabilidad de incumplimiento de las contrapartes. Debido a lo anterior, PEMEX incorpora un Ajuste por Riesgo de Crédito (CVA por sus siglas en inglés) en el valor razonable de los IFD, de acuerdo a las mejores prácticas del mercado.

Adicionalmente, con el fin de estimar la exposición crediticia a cada una de sus contrapartes financieras, se realizó el cálculo de la exposición potencial mediante la proyección de los distintos factores de riesgo utilizados en la valuación de cada IFD para la estimación del MTM a distintos plazos, considerando las cláusulas de mitigación de riesgo de crédito.

A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Pemex Corporativo

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A+	0	0	0	0	102	0	0
A	0	1	25	27	19	17	0
A-	0	61	99	91	86	83	0
BBB+	37	123	235	250	141	21	25
BBB	0	233	534	691	420	376	393

Cifras en millones de USD

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2014, la posición en moneda nacional de PEMEX de acuerdo con la calificación de las emisiones es la siguiente:

Calificación emisión*	Valor nominal (millones de MXP)
mxAAA	\$ 36.25

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

No se incluye la posición de los bonos del Gobierno Federal Mexicano en pesos, pues se considera que no tienen riesgo de incumplimiento en dicha divisa.

Al 31 de diciembre de 2014 PEMEX mantiene una inversión en una nota estructurada ligada a riesgo UMS (*United Mexican States*) y emitida por una institución financiera estadounidense con calificación BBB con vencimiento en junio de 2016 por un valor nominal de US\$ 108,000. Periódicamente PEMEX monitorea la calidad crediticia del emisor y del subyacente con el fin de cuantificar la exposición al riesgo de crédito inherente a esta nota.

Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD. Pemex Gas y Petroquímica Básica ha disminuido significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

Los clientes de Pemex Gas y Petroquímica Básica deben contar con un contrato de suministro de gas natural vigente y suscribir un contrato marco de coberturas, para contratar IFD con el Organismo Subsidiario. A partir del 2 de octubre de 2009 todas las operaciones con IFD deben ser respaldadas mediante la presentación de garantías iniciales (depósito en efectivo o carta de crédito) y en su caso, depósito de garantías colaterales. De acuerdo con los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura de Pemex Gas y Petroquímica Básica, en caso de presentarse un evento de incumplimiento de pago en las operaciones de IFD por parte de algún cliente, éstas son liquidadas inmediatamente, se ejercen las garantías y en caso de ser insuficientes para hacer frente al adeudo, se suspende el suministro de gas natural hasta que sea pagado el adeudo restante. El Consejo de Administración de PGPB es quien autoriza la normatividad en materia crediticia del Organismo.

Al 31 de diciembre de 2014, la cartera vencida de las ventas de gas natural de los sectores industrial y distribuidor representó menos del 1.00% de las ventas totales de PGPB.

Al 31 de diciembre de 2014, PGPB mantiene operaciones con IFD con 24 clientes, de los cuales 23 son clientes industriales (96%), 0 son distribuidores (0%) y uno es mixto (4%). Con los clientes industriales se tiene el 98% del volumen total (MMBtu) de IFD, con los distribuidores el 0% y con el cliente mixto el 2%.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no existe saldo a favor de PGPB por colaterales enviados a Mex Gas Supply, S.L., la filial de PGPB. Esto se debe a dos efectos: i) el precio del gas natural respecto a los precios pactados en las operaciones de cobertura ha mantenido el valor razonable por debajo de los límites establecidos en las líneas de crédito; ii) conforme los IFD fueron venciendo mes a mes, los clientes nacionales fueron pagando los resultados correspondientes a PGPB, quien a su vez utilizó estos recursos para responder a Mex Gas Supply, S.L. para solventar sus compromisos con las contrapartes internacionales.

De forma análoga a lo realizado para Petróleos Mexicanos, se estimó la exposición crediticia del portafolio de IFD que mantiene PGPB a través de Mex Gas Supply S.L. A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Pemex Gas y Petroquímica Básica

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
A	0.04	0.8	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
A-	0.07	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
BBB+	0.02	1.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
BBB	0.001	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

*Cifras en Millones de USD

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

III. Riesgo de liquidez

Actualmente PEMEX, a través de la planeación de financiamientos y la venta de dólares para el balanceo de las cajas, mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente tanto a sus gastos de operación e inversión, como a otras obligaciones de pago.

Adicionalmente, PEMEX cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez: dos en pesos por \$ 3,500,000 y \$ 20,000,000 con vencimientos en diciembre de 2015 y noviembre de 2019, respectivamente; y dos en dólares por US\$ 1,250,000 cada una, con vencimientos en diciembre de 2016 y octubre de 2017, respectivamente.

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

Por otro lado, en el Grupo PMI, el riesgo de liquidez está mitigado a través de diversos mecanismos; el más importante es la Tesorería Centralizada o "In House Bank", la cual tiene acceso a una línea sindicada de hasta US \$ 700,000 y excesos de capital en custodia. Adicionalmente, las empresas del Grupo PMI cuentan con acceso a líneas de crédito bilaterales con instituciones financieras hasta por un monto de US \$ 600,000.

Las empresas del Grupo PMI monitorean sus flujos de efectivo en forma diaria y cuidan su imagen crediticia en los mercados financieros. El riesgo de liquidez se mitiga a través de la observancia de las razones financieras mínimas/máximas permisibles contempladas en sus políticas aprobadas por sus Consejos de Administración.

Las siguientes tablas muestran un desglose de vencimientos, así como el valor razonable, del portafolio de deuda de PEMEX y los IFD al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

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

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

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2014 ⁽¹⁾

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

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2014 de \$ 14.7180 = USD\$ 1.00; \$ 0.1227 = 1.00 Yen japonés; \$ 22.9483 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.270368 = 1.00 UDI; \$ 17.8103 = 1.00 Euro; \$ 14.8122 = 1.00 Franco suizo y \$ 12.0437 = 1.00 Dólar australianos.

Fuente: PEMEX

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	\$ 18,827,853	\$ 30,599,245	\$ 8,012,990	\$ 7,282,939	\$ 54,091,020	\$ 304,856,256	\$ 423,670,303	\$ 447,282,809
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	5.4470%	-
Tasa fija (yenes)	1,128,140	1,128,140	726,869	363,422	-	3,735,000	7,081,571	7,714,998
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	2.9070%	-
Tasa fija (libras)	-	-	-	-	-	7,528,128	7,528,128	10,022,857
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	8.2500%	-
Tasa fija (pesos)	-	9,500,000	7,498,990	-	-	51,230,219	68,229,209	72,738,704
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	8.1873%	-
Tasa fija (UDI)	-	-	-	-	-	26,746,411	26,746,411	25,295,383
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	3.6143%	-
Tasa fija (euros)	500	46	15,316,513	21,511,809	-	41,245,103	78,073,971	88,219,672
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	4.9780%	-
Tasa fija (francos suizos)	7,352,900	-	-	-	-	4,403,283	11,756,183	12,200,636
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	3.1255%	-
Tasa fija (dólares australianos)	-	-	-	1,747,544	-	-	1,747,544	1,917,297
Tasa de interés promedio (%)	-	-	-	-	-	-	6.1250%	-
Total de deuda a tasa fija	27,309,393	41,227,431	31,555,362	30,905,714	54,091,020	439,744,400	624,833,320	665,392,357
Tasa variable								
Tasa variable (dólares)	25,497,804	14,778,763	38,952,740	12,424,670	13,994,202	15,177,965	120,826,144	123,407,193
Tasa variable (yen)	2,608,275	-	-	-	-	7,968,000	10,576,275	10,995,410
Tasa variable (euros)	4,779,803	-	-	-	-	-	4,779,803	5,041,659
Tasa variable (pesos)	20,666,667	9,118,368	11,094,119	23,442,426	-	6,088,290	70,409,870	71,159,977
Total de deuda a tasa variable	53,552,549	23,897,131	50,046,859	35,867,096	13,994,202	29,234,255	206,592,092	210,604,238
Deuda total	\$ 80,861,942	\$ 65,124,562	\$ 81,602,221	\$ 66,772,810	\$ 68,085,222	\$ 468,978,655	\$ 831,425,412	\$ 875,996,595

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2013 de \$ 13.0765 = USD\$ 1.00; \$ 0.1245 = 1.00 Yen; \$ 21.6560 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.058731 = 1.00 UDI; \$ 18.0194 = 1.00 Euro; \$ 14.7058 = 1.00 Franco suizo y \$ 11.6982 = 1.00 Dólar 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 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	\$ 19,761,046	\$ (257,303)
Tasa de pago promedio	1.28%	1.78%	2.51%	2.95%	3.11%	3.25%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	2.38%	2.39%	2.38%	2.38%	2.38%	2.39%	N.A.	N.A.
Swaps de tasa de interés (pesos)								
Variable a fija	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa de pago promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
IFD de divisas								
Swaps de moneda								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	-	16,872,862	25,284,126	-	-	66,034,677	108,191,665	(11,254,375)
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	1,211,734	758,874	379,428	-	-	16,157,337	18,507,373	(5,064,532)
Recibe libras esterlinas/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	9,367,374	9,367,374	61,391
Recibe UDI/ Paga pesos	-	-	-	-	16,105,371	10,069,386	26,174,756	1,002,353
Recibe Francos Suizos/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	4,835,719	-	4,835,719	(306,266)
Recibe Dólares Australianos/ Paga Dólares americanos	-	-	2,017,838	-	-	-	2,017,838	(82,070)
Forward de Tipo de Cambio	-	-	-	-	-	-	-	-
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	-	-	-
								(En miles de pesos nominales)
IFD de Activo/Patrimonio								
Opciones sobre acciones de Repsol, S. A.								
	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos Contratados con Fines de Negociación								
IFD de Activo/Patrimonio								
	-	-	-	-	-	-	-	-
Swaps de Activos sobre acciones de Repsol, S. A.								
	-	-	-	-	-	-	-	-

N.A. = no aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2014 de \$ 14.718= USD\$ 1.00 y \$ 17.8103 = 1.00 euro.

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

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

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

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2013 ^{(1) (2)}

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 en adelante	Valor nominal total	Valor razonable
Instrumentos de Cobertura(2)(4)								
IFD de tasa de interés								
Swaps de tasa de interés (dólares americanos)								
Variable a fija	\$ 903,252	\$ 1,155,684	\$ 1,163,103	\$ 1,171,060	\$ 1,179,378	\$ 5,907,161	\$ 11,479,638	\$ 36,019
Tasa de pago promedio	4.31%	3.80%	3.88%	3.96%	4.04%	3.51%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	1.66%	1.46%	2.64%	4.17%	5.36%	6.03%	N.A.	N.A.
Swaps de tasa de interés (pesos)								
Variable a fija	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa de pago promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
IFD de divisas								
Swaps de moneda								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	-	-	13,449,180	22,464,185	-	41,205,171	77,118,535	1,153,442
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	3,691,887	1,076,589	674,237	337,110	-	14,355,308	20,135,132	(3,016,981)
Recibe libras esterlinas/ Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	8,322,630	8,322,630	90,303
Recibe UDI/ Paga pesos	-	-	-	-	-	26,174,756	26,174,756	434,082
Recibe Francos Suizos/ Paga Dólares americanos	6,257,431	-	-	-	-	4,296,391	10,553,822	1,132,123
Recibe Dólares Australianos/ Paga Dólares americanos	-	-	-	2,032,873	-	-	2,032,873	(178,770)
Forward de tipo de cambio Recibe Euros/ Paga Dólares americanos	4,800,666	-	-	-	-	-	4,800,666	158,144
								(En miles de pesos nominales)
								(En miles de acciones)
IFD de Activo/Patrimonio								
Opciones sobre acciones de Repsol, S. A.	19,068	-	-	-	-	-	19,068	101,458
Instrumentos Contratados con Fines de Negociación								
IFD de Activo/Patrimonio								
Swaps de Activos sobre acciones de Repsol, S. A.	67,970	-	-	-	-	-	67,970	545,379

N.A. = no aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

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

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

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

B. Valor razonable de los instrumentos financieros derivados

PEMEX monitorea periódicamente el valor razonable de los IFD contratados. El valor razonable es un indicativo o estimación del precio al que una parte asumiría los derechos y las obligaciones de la otra, y se calcula para cada IFD a través de modelos utilizados por el mercado financiero internacional con insumos obtenidos de los principales sistemas de información y proveedores de precios.

El portafolio de IFD de PEMEX está compuesto principalmente de swaps cuyo precio puede ser estimado por medio del descuento de flujos ocupando el factor apropiado y no contiene instrumentos exóticos que requieran métodos numéricos para su valuación.

Derivados implícitos por el componente de moneda no funcional

PEMEX de conformidad a la política establecida, ha analizado los diferentes contratos celebrados y ha determinado que, de acuerdo a las cláusulas de los mismos, éstos no presentan todos los términos que requieran segregar al derivado implícito. De acuerdo con lo anterior, al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 no se han reconocido efectos por derivados implícitos por moneda.

Tratamiento contable

PEMEX utiliza los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compromisos en firme, transacciones pronosticadas y a sus activos o pasivos reconocidos en el estado de situación financiera. Sin embargo, algunos de estos IFD no cumplen con los requerimientos estrictos de la norma contable para ser designados formalmente como instrumentos con fines de cobertura bajo alguno de los modelos de contabilidad de cobertura permisibles, por lo cual se contabilizan, para propósitos de reconocimiento, presentación y revelación, como operaciones con fines de negociación, aunque económicamente los flujos de efectivo generados por estos instrumentos se compensarán, eminentemente en el tiempo, con los flujos a generar por los activos o a liquidar por los pasivos a los cuales se encuentran asociados y por ende, todo el cambio en el valor razonable de estos instrumentos afecta directamente el rubro (pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto, dentro de los resultados del ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el valor razonable neto de los IFD vigentes o posiciones abiertas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$ (15,897,184) y \$ 457,158 , respectivamente. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nocional de los IFD del tipo OTC (over the counter), vigentes o posiciones abiertas al 31 de diciembre de 2014 y 2013, considerados por las razones antes expuestas, como operaciones con fines de negociación. Debe hacerse notar que:

- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Reuters y Bloomberg. Respecto a gas natural, las curvas forward se obtienen de la plataforma de Kiorex Risk Workbench.
- El valor razonable se calcula de manera interna, descontando con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original.
- La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

IFD	Posición	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
		Valor Nocional	Valor Razonable	Valor Nocional	Valor Razonable
Swaps de activos	PEMEX paga flotante en USD y recibe rendimiento total sobre acciones de Repsol, S. A.	\$ -	\$ -	\$ 21,751,402	\$ 545,379
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	17,569,613	(180,074)	9,807,375	100,454
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nocional en UDI.	16,105,371	(52,769)	16,105,371	(195,500)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	10,069,385	1,055,122	10,069,385	629,582
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	5,902,248	(630,769)	6,320,558	3,519
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 3M + spread y recibe flotante en JPY Libor 3M + spread.	-	-	2,615,300	(14,337)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.	12,605,125	(4,433,763)	11,199,274	(3,006,164)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	108,191,665	(11,254,375)	77,118,535	1,153,442
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	9,367,374	61,391	8,322,630	90,303
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	4,835,719	(306,266)	10,553,822	1,132,123
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en AUD.	2,017,838	(82,070)	2,032,873	(178,770)
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	(182,948)	40,450	(97,301)	5,731
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	179,087	(36,852)	95,493	(3,965)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	170,182	1,843	415,243	23,928
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	(170,182)	(1,823)	(415,380)	(23,755)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	1,693,433	(77,229)	1,672,263	(64,435)
Forward de tipo de cambio	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR	-	-	4,800,666	158,144
Opciones sobre acciones	PEMEX compra put, vende call y compra call	-	-	19,068,080	101,458
Subtotal			\$ (15,897,184)		\$ 457,138

IFD	Mercado	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
		Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)
Futuros	Bursátil	\$ 118,140	1.83	\$ (117,525)	
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	(1,831,963)	(3.95)	(58,229)	

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.
(1) El importe de los Futuros y de los Swaps de petrolíferos se presentan dentro del rubro de Efectivo y equivalentes de efectivo por considerarse totalmente líquidos.

Tipos de cambio \$ 14.7180 y \$ 13.0765 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$17.8103 pesos por euro al 31 de diciembre de 2014 y de \$ 18.0194 pesos por euro al 31 de diciembre de 2013.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, PEMEX reconoció una utilidad (pérdida) neta de \$ (9,438,570), \$ 1,310,973 y \$ (6,257,648), respectivamente, reportada en el rubro (pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación.

Las siguientes tablas muestran la ubicación en el estado consolidado de situación financiera y el valor razonable de los IFD, tanto de las posiciones vigentes o abiertas como de las posiciones cerradas no realizadas, de PEMEX al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

		Derivados en el activo	
		Valor razonable	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		31 de diciembre 2014	2013
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ -
Forwards	Instrumentos financieros derivados	-	158,156
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	-	119,367
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	1,845	23,930
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	991,346
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	1,520,167	5,342,656
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	40,544	5,731
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	-	100,454
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		<u>1,562,556</u>	<u>6,741,640</u>
Total activo		<u>\$ 1,562,556</u>	<u>\$ 6,741,640</u>

		Derivados en el pasivo	
		Valor razonable	
Ubicación en el estado consolidado de situación financiera		2014	2013
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Derivados implícitos	Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ -
Forwards	Instrumentos financieros derivados	-	-
Futuros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Opciones sobre acciones	Instrumentos financieros derivados	-	(17,901)
Opciones de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(1,825)	(23,757)
Swaps de activos	Instrumentos financieros derivados	-	(445,966)
Swaps de divisas	Instrumentos financieros derivados	(17,163,666)	(5,728,458)
Swaps de gas natural	Instrumentos financieros derivados	(36,946)	(3,965)
Swaps de petrolíferos	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de propano	Instrumentos financieros derivados	-	-
Swaps de tasa de interés	Instrumentos financieros derivados	(257,303)	(64,435)
Otros	Instrumentos financieros derivados	-	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		<u>(17,459,740)</u>	<u>(6,284,482)</u>
Total pasivo		<u>\$ (17,459,740)</u>	<u>\$ (6,284,482)</u>
Total IFD neto		<u>\$ (15,897,184)</u>	<u>\$ 457,158</u>

La siguiente tabla presenta el rendimiento (pérdida) neto por IFD reconocido en los resultados de PEMEX por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, y el rubro del estado consolidado de resultado integral en el que se localizan.

Derivados no designados como instrumentos de cobertura	Ubicación del rendimiento (pérdida) reconocida en el estado consolidado de resultados integrales por derivados	Importe del rendimiento (pérdida) reconocida en el estado consolidado de resultados integrales por derivados	
		31 de diciembre	
		2014	2013
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	\$ -	\$ -
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(146,415)	186,857
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,696,862	(129,329)
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(93,715)	(1,241,765)
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,535	3,587
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	2,402,992	4,726,258
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(15,815,498)	(2,166,762)
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	4,977	8,931
Swaps de petrolíferos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	(89,020)
Swaps de propano	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	20
Swaps de tasa de interés	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(492,308)	58,744
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	-	(46,548)
Total		\$ (9,438,570)	\$ 1,310,973
			<u>2012</u>
Derivados implícitos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		\$ -
Forwards	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(120,753)
Futuros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(1,098,645)
Opciones sobre acciones	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		1,418,503
Opciones de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		6,402
Swaps de activos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(7,211,961)
Swaps de divisas	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		664,773
Swaps de gas natural	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		1,472
Swaps de petrolíferos	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(130,662)
Swaps de propano	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		205,366
Swaps de tasa de interés	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		(103,123)
Otros	(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto		110,980
Total			\$ (6,257,648)

C. Jerarquías de valor razonable

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

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

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

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

Las tablas siguientes presentan información de los activos y pasivos de PEMEX medidos a valor razonable e indican la jerarquía, de acuerdo con la definición anteriormente descrita, de los insumos utilizados para determinar el valor razonable al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Jerarquía del valor razonable			Total al 31 de diciembre de
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Activos:				2014
Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ 1,562,556	\$ -	\$ 1,562,556
Activos financieros disponibles para la venta	5,414,574	-	-	5,414,574
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	-	22,014,760	-	22,014,760
Pasivos:				
Instrumentos financieros derivados	-	(17,459,740)	-	(17,459,740)
				2013
Activos:				
Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ 6,741,640	\$ -	\$ 6,741,640
Activos financieros disponibles para la venta	17,728,490	81	-	17,728,571
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	-	16,779,501	-	16,779,501
Pasivos:				
Instrumentos financieros derivados	-	(6,284,482)	-	(6,284,482)

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

El valor razonable estimado del resto de los activos y pasivos financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, en términos nominales, se muestra en la siguiente tabla:

	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 117,988,528	\$ 117,988,528	\$ 80,745,719	\$ 80,745,719
Cuentas por cobrar y otros	114,422,967	114,422,967	122,512,011	122,512,011
Pasivos:				
Proveedores	116,178,295	116,178,295	106,745,193	106,745,193
Cuentas y gastos acumulados por pagar	12,235,005	12,235,005	14,194,719	14,194,719
Porción circulante de la deuda a largo plazo	145,866,217	145,866,217	90,676,943	90,676,943
Deuda a largo plazo	997,384,286	1,072,299,323	750,563,471	795,134,654

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

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

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

La información relativa a los rubros de Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, Cuentas por cobrar y otros, Activos financieros disponibles para la venta, Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas y Deuda se detalla en las siguientes Notas, respectivamente:

- Nota 5, Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido.
- Nota 6, Cuentas por cobrar y otros.
- Nota 8, Activos financieros disponibles para la venta.
- Nota 9, Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas.
- Nota 12, Deuda.

14. Beneficios a los empleados

PEMEX tiene establecidos planes de beneficios definidos para el retiro de sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo. PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos independientes y que incluyen servicio médico y ayudas otorgadas en efectivo a jubilados y sus beneficiarios.

PEMEX cuenta con Fideicomisos para el fondeo de los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto programable) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones del propio Fideicomiso.

Las modificaciones realizadas en el Decreto de Reforma Energética, no afectarán en forma alguna los derechos de los trabajadores en activo ni los de sus jubilados y pensionados.

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

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del año	\$ 1,455,240,835	\$ 1,106,039,249
Pasivo por otros beneficios a largo plazo	<u>18,847,693</u>	<u>13,168,621</u>
Pasivo por beneficios definidos al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera	<u>\$ 1,474,088,528</u>	<u>\$ 1,119,207,870</u>

El detalle de los beneficios se muestra a continuación:

Beneficios al retiro y post empleo

	31 de diciembre	
	2014	2013
Cambios en el pasivo por beneficios definidos		
Pasivo por beneficios definidos al inicio del año	\$ 1,106,039,249	\$ 1,270,595,644
Costo de los servicios presentes	24,928,657	34,822,520
Interés neto	91,115,596	85,332,169
Pago de beneficios definidos	(4,706,804)	(3,965,258)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos financieros	264,534,833	(247,535,549)
Cambios en supuestos demográficos	25,038,336	
Por experiencia durante el ejercicio	(13,347,012)	
En activos durante el ejercicio	(321,499)	
Contribuciones al fondo	<u>(38,040,521)</u>	<u>(33,210,277)</u>
Pasivo por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,455,240,835</u>	<u>\$ 1,106,039,249</u>

Las pérdidas actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo que se registraron en otros resultados integrales acumulados en el patrimonio, fueron de \$ 408,349,268, \$ 132,292,890 y \$ 379,768,919 al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente. Los efectos en las pérdidas actuariales, por esos años, se deben principalmente a los cambios en las tasas de descuento utilizadas para determinar el valor presente del pasivo por beneficios a los empleados de 6.98%, 8.45% y 6.90%, en 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

	31 de diciembre	
	2014	2013
Cambios en los activos del plan		
Activos del plan al inicio del año	\$ 4,318,429	\$ 5,049,225
Rendimiento esperado de los activos	289,053	975,488
Pagos con cargo al fondo	(39,976,258)	(34,819,235)
Contribuciones de la empresa al fondo	38,040,521	33,210,277
Ganancia / (pérdida) actuarial de activos	<u>321,499</u>	<u>(97,326)</u>
Activos del plan al final del año	<u>\$ 2,993,244</u>	<u>\$ 4,318,429</u>

	31 de diciembre	
	2014	2013
Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)		
Obligaciones por beneficios definidos al inicio del año	\$ 1,110,357,679	\$ 1,275,644,867
Costo laboral del servicio actual	24,928,657	34,677,009
Costo financiero	91,404,649	86,393,563
Costo por servicios pasados	(21,867)	(66,637)
Pagos de beneficios definidos	(44,661,195)	(38,723,945)
Ganancias y pérdidas actuariales en la OBD	<u>276,226,156</u>	<u>(247,567,178)</u>
Obligaciones por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,458,234,079</u>	<u>\$ 1,110,357,679</u>

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

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -14.63% y 18.98%, respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 25.98% y 19.40%, respectivamente en las obligaciones.

La tabla base de mortalidad es la EMSSA2009 de la Circular Única de la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas (incluye mejoras a la mortalidad al 2014). Asimismo, es la indicada en las recomendaciones de la SHCP para valuaciones actuariales de las dependencias y entidades de la administración Pública Federal.

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

La contribución esperada para el Fondo en Fideicomiso para el próximo período asciende a \$ 42,855,475.

Los activos del plan están en dos fideicomisos denominados Fondo Laboral PEMEX (FOLAPE) y Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (FICOLAVI), administrados por BBVA BANCOMER, S. A. y tienen un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria.

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 812,449	\$ 1,622,166
Activos financieros disponibles para la venta	1,437,384	541,262
Instrumentos de deuda	743,411	2,155,001
Suman los activos del plan	\$ 2,993,244	\$ 4,318,429

Las tablas siguientes presentan información de los activos del plan medidos a valor razonable e indican su jerarquía, conforme a lo establecido en la NIIF 13, al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

	Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2014			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	743,411	-	-	743,411
Total	\$ 2,993,244	\$ -	\$ -	\$ 2,993,244

	Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2013			Total
	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	
Activos del plan:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 1,622,166	\$ -	\$ -	\$ 1,622,166
Activos financieros disponibles para la venta	541,262	-	-	541,262
Instrumentos de deuda	<u>2,155,001</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2,155,001</u>
Total	<u>\$ 4,318,429</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 4,318,429</u>

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Tasa de incremento de los salarios	5.00%	5.10%
Tasa de incremento de las pensiones	4.50%	4.60%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	7.65%
Supuesto de inflación	4.00%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	6.98%	8.45%

Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determina considerando los bonos gubernamentales al final de cada período sobre el que se informa, cuando no existe un mercado profundo (especializado) para considerar bonos de alta calidad.

Otros beneficios a largo plazo

Petróleos Mexicanos tiene establecidos otros planes de beneficios a largo plazo para sus trabajadores a los cuales éstos no contribuyen, mismos que corresponden a la prima de antigüedad pagadera por invalidez, a la pensión post-mortem por la muerte del personal activo, así como servicio médico, gas, gasolina y canasta básica a sus beneficiarios. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de separación. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo.

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

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Cambios en el pasivo por beneficios definidos		
Pasivo por beneficios definidos al inicio del año	\$ 13,168,621	\$ 17,945,114
Costo de los servicios presentes	1,092,268	1,428,089
Interés neto	1,102,763	1,230,033
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:		
Cambios en supuestos financieros	4,927,046	(4,671,900)
Cambios en supuestos demográficos	494,054	
Por experiencia durante el ejercicio	(1,937,059)	(2,762,715)
Pasivo por beneficios definidos al final del año	\$ 18,847,693	\$ 13,168,621

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Tasa de incremento de los salarios	5.00%	5.10%
Supuesto de inflación	4.00%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	6.98%	8.45%

Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determina considerando los bonos gubernamentales al final de cada período sobre el que se informa, cuando no existe un mercado profundo (especializado) para considerar bonos de alta calidad.

15. Provisión para créditos diversos

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2014	2013
Provisión gastos taponamiento de pozos (ver Nota 10)	\$ 52,460,749	\$ 46,118,080
Provisión juicios en proceso (ver Nota 22)	19,787,440	17,624,737
Provisión gastos protección ambiental (ver Nota 22)	6,174,754	5,466,581
	<u>\$ 78,422,943</u>	<u>\$ 69,209,398</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	
	2014	2013
Saldo al inicio del año	\$ 46,118,080	\$ 48,153,060
Incremento de la provisión contra el activo fijo	(2,698,564)	3,518,799
Tasa de descuento contra resultados	9,169,327	(5,240,305)
Aplicación de la provisión	(128,094)	(313,474)
Saldo al final del año	\$ 52,460,749	\$ 46,118,080

	Juicios en proceso	
	31 de diciembre	
	2014	2013
Saldo al inicio del año	\$ 17,624,737	\$ 9,977,366
Incremento de la provisión contra resultados	3,374,049	8,722,029
Disminución de la provisión contra resultados	(1,145,623)	(324,607)
Aplicación de la provisión	(65,723)	(750,051)
Saldo al final del año	\$ 19,787,440	\$ 17,624,737

	Gastos ambientales	
	31 de diciembre	
	2014	2014
Saldo al inicio del año	\$ 5,466,581	\$ 5,672,368
Incremento de la provisión contra resultados	2,618,389	534,574
Reversión de la provisión	(1,054,310)	(208,307)
Aplicación de la provisión	(855,906)	(532,054)
Saldo al final del año	\$ 6,174,754	\$ 5,466,581

Provisiones para taponamiento

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

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

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

16. Revelaciones al estado de flujo de efectivo

Las siguientes partidas no representan flujo de efectivo:

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Activos financieros disponibles para la venta	\$ (765,412)	\$ 4,453,495	\$ (10,125,874)
Efecto en el patrimonio de beneficios a empleados	(275,962,370)	247,376,029	(364,878,859)
Costo neto del período del pasivo laboral	121,723,328	115,339,689	96,602,337
Contratos de obra pública financiada	3,207,947	3,042,876	7,523,603
Efecto acumulado por conversión	11,379,657	2,240,643	(1,838,242)
Intereses devengados no pagados	3,856,736	817,261	389,773

17. Impuestos, derechos y aprovechamientos

En 2014, el régimen fiscal aplicable a PEP estaba establecido en la Ley Federal de Derechos (LFD) y para los otros Organismos Subsidiarios estaba regulado en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2014:

En 2014, el régimen fiscal de PEP consistía en los siguientes Derechos:

a. Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH)

La tasa aplicable en 2014 y 2013 fue del 71.5%. La base para el cálculo de este derecho era el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año, menos las deducciones permitidas en la LFD (incluyen parte de las inversiones, más algunos costos, gastos y derechos).

De acuerdo con el pago provisional del mes de diciembre de 2014, PEP causó DOSH por un total de \$ 643,383,550, quedando un saldo a favor por \$11,356,201. Durante 2013 este derecho causó \$ 717,343,752 y \$ 2,427,177, por declaraciones complementarias de ejercicios anteriores.

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

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

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

Este derecho se calculaba aplicando la tasa de 13.1% sobre el valor que resultó de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio considerado en la estimación de los ingresos de la Federación del ejercicio (US\$ 85 en 2014 y US\$ 86 en 2013), precio considerado en la Ley de Ingresos de la Federación, por el volumen total de exportación acumulado de petróleo crudo mexicano. El DESEP efectivamente pagado era acreditable contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización. Los ingresos provenientes de este derecho estaban destinados a las Entidades Federativas a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas.

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

La tasa aplicable para 2014 y 2013 fue del 0.65% sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. El importe pagado se distribuyó en 4 fondos en diferentes proporciones conforme a la LFD:

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

e. Derecho para la fiscalización petrolera (DEFIPE)

La tasa aplicable para el ejercicio 2014 y 2013 fue del 0.003% sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído en el año. La recaudación se destinó a la Auditoría Superior de la Federación.

f. Derecho sobre extracción de hidrocarburos (DSEH)

Para 2014 y 2013 este derecho se causó aplicando una tasa fija del 15% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído de cada uno de los campos señalados en la LFD, siendo éstos los siguientes:

- I. Como una sola unidad, la totalidad de los campos en el Paleocanal de Chicontepec.
- II. Los campos en el Paleocanal de Chicontepec que hayan sido segregados en los términos de Ley.
- III. Los campos en aguas profundas.

Durante 2014 y 2013 no hubo extracción de crudo y gas natural de campos en aguas profundas.

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

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

g. Derecho especial sobre hidrocarburos (DESH)

Para 2014 y 2013 este derecho se causó aplicando una tasa del 30% a la diferencia que resultó entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate y las deducciones permitidas por la LFD (parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos).

Cuando la producción acumulada del campo de que se trate era mayor a 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se aplicaba la tasa del 36% al valor de la producción que exceda de dicho monto.

El monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones no podía ser superior al 60% del valor del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año del campo de que se trate, ni a US\$ 32.50. Dicho monto se actualizaba cada año empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los Estados Unidos de Norteamérica (E.U.A.). Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 los montos actualizados fueron de US\$ 36.86 y US\$ 36.77, respectivamente.

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

h. Derecho adicional sobre hidrocarburos (DASH)

Para 2014 PEP estaba obligado al pago anual cuando el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate sea mayor a US\$ 60. Este último monto se actualizaba cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los E.U.A. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 los montos actualizados fueron de US\$ 68.04 y US\$ 67.88.

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

- I. Se calculaba la diferencia entre el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate y US\$ 60.
- II. El resultado que se obtuvo conforme a la fracción anterior se multiplicaba por el volumen de petróleo crudo equivalente extraído en el campo de que se trate en el año.

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

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

La tasa aplicable para 2014 fue del 0.03% sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. El valor de estos productos se calculaba de acuerdo con lo establecido para el régimen general (DOSH). La recaudación se destinó a cubrir el presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

j. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

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

Como resultado de las reglas para determinar este impuesto, del total de las tasas calculadas, algunas resultaron negativas. La Ley de Ingresos de la Federación para los ejercicios de 2006 a 2014 establece que los montos que resulten de las tasas del IEPS negativo pueden acreditarse contra el IEPS a cargo, y si hubiera remanente, se podrá acreditar contra el IVA y, si existiese todavía excedente, contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, el efecto de la tasa negativa del IEPS reconocido como otro ingreso fue de \$ 43,108,707, \$ 94,466,039 y \$ 214,102,498, respectivamente.

k. Impuesto al Valor Agregado ("IVA")

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

A continuación se muestran los impuestos a la utilidad:

l. Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)

El IRP, aplicable a Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, excepto PEP, se calculó aplicando la tasa del 30% sobre el excedente de la totalidad de ingresos menos las deducciones autorizadas, de acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación (LIF) vigente al 31 de diciembre de 2014 y 2013. Petróleos Mexicanos considera como gravable o deducible ciertos efectos de la inflación, tales como la depreciación calculada sobre valores en pesos constantes, deduce el efecto de la inflación sobre ciertos pasivos y activos monetarios a través del ajuste anual por la inflación.

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

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
IRP causado	\$ 5,086,841	\$ 4,705,201	\$ 3,176,510
IRP diferido (1)	(23,822,142)	(917,658)	(783,591)
Total de IRP	\$ (18,735,301)	\$ 3,787,543	\$ 2,392,919

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

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

Los principales conceptos que originaron el saldo del pasivo por IRP diferido fueron:

	<u>31 de diciembre</u> <u>2013</u>
IRP diferido activo:	
Anticipos de clientes	\$ 50,895
Provisiones para juicios y otros	103,282
Reserva de gasto de protección ambiental	178,830
Valuación de cuentas por cobrar	67,317
Valuación de inventarios	<u>96,852</u>
Total de activo diferido	497,176
Reserva de valuación	<u>(263,304)</u>
IRP activo diferido, netos	233,872
IRP diferido (pasivo):	
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	<u>(23,903,298)</u>
IRP diferido pasivo	<u>(23,903,298)</u>
Pasivo a largo plazo, neto	<u>\$ (23,669,426)</u>

La conciliación de la tasa legal del IRP del 30% y la tasa efectiva expresada como un porcentaje del rendimiento antes de IRP es como se ve a continuación:

	<u>31 de diciembre</u>		
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Gasto "esperado"	\$ (5,065,075)	\$ 54,674,666	\$ 5,945,580
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	4,182,641	2,736,501	(835,493)
Cancelación de impuesto diferido	(23,822,142)	-	-
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	1,116,630	(1,360,929)	(813,093)
Participación en inversiones	(3,129,801)	(52,276,542)	(3,070,490)
Gastos no deducibles	5,367,726	130,377	809,303
Otros, neto	<u>2,614,720</u>	<u>(116,530)</u>	<u>357,112</u>
Gasto por impuestos al rendimiento	<u>\$ (18,735,301)</u>	<u>\$ 3,787,543</u>	<u>\$ 2,392,919</u>

m. Impuesto sobre la Renta

Algunas compañías subsidiarias son sujetas de la Ley del ISR y del IETU, y se causa el que resulte mayor entre el ISR y el IETU. El IETU fue abrogado a partir del 1 de enero de 2014.

El resultado contable difiere del resultado fiscal debido principalmente a efectos de inflación, diferencias entre depreciación, gastos no deducibles y otros.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, dichas compañías generaron ISR como se muestra a continuación:

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
ISR causado	\$ 4,673,476	\$ 4,641,531	\$ 1,664,257
ISR diferido	<u>(775,506)</u>	<u>(889,301)</u>	<u>190,852</u>
Total ISR (1)	\$ <u>3,897,970</u>	\$ <u>3,752,230</u>	\$ <u>1,855,109</u>

- (1) Debido a la abrogación del IRP, este importe es presentado dentro del rubro e impuestos a la utilidad en el estado consolidado de resultados integral.

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
ISR diferido activo:		
Provisiones	\$ 17,240,794	\$ 732,499
Pasivo laboral	125,443,124	183,009
Anticipo de clientes	895,316	127,245
Pasivos acumulados	3,752,712	20,524
Cuentas incobrables	215,618	24,666
Instrumentos financieros derivados	-	102,131
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar (1)	<u>2,043,202</u>	<u>1,069,216</u>
ISR diferido activo	149,590,766	2,259,290
Reserva de valuación (2)	<u>(145,448,148)</u>	<u>-</u>
ISR diferido activo, neto	<u>4,142,618</u>	<u>2,259,290</u>
ISR diferido (pasivo):		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo (3)	(2,233,275)	(2,077,648)
Otros	<u>(2,082,667)</u>	<u>(1,078,752)</u>
ISR diferido (pasivo)	<u>(4,315,942)</u>	<u>(3,156,400)</u>
Pasivo a largo plazo, neto	\$ <u>(173,324)</u>	\$ <u>(897,110)</u>

- (1) Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen vencimiento en el año 2024.
- (2) Debido a que se estima que no se generen utilidades fiscales en ejercicios futuros, se reconoció una reserva de valuación de ISR diferido activo
- (3) Para determinar el valor fiscal de los activos fijos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se consideró su valor en libros al 31 de diciembre de 2014, con fundamento en lo mencionado en el artículo noveno transitorio del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos emitido en el Diario Oficial de la Federación el día 31 de octubre de 2014, por lo que no existe diferencia temporal para el cálculo del ISR diferido.

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

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Gasto "esperado"	\$ 272,457	\$ 4,445,349	\$ 1,422,051
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	4,020,358	(106,974)	(30,714)
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	1,116,630	(34,860)	278,347
Gastos no deducibles	2,437,778	72,841	2,107
Otros, neto (1)	(3,949,253)	(624,126)	183,318
Gasto por impuesto sobre la renta	\$ 3,897,970	\$ 3,752,230	\$ 1,855,109

(1) El efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales de PMI CIM se encuentra presentado en (pérdida) rendimiento integral por un monto de \$ (51,720), \$ 159,518 y \$ 267,215 en 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

Nuevo régimen fiscal

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

Los principales cambios respecto del régimen fiscal anterior son los siguientes:

- Se derogan los nueve derechos DOSH, DEIME, DEFIPE, DSHFE, DESEP, DSEH, DESH, DASH y DRSEEH.
- Para efectos de las Asignaciones para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se está obligado al pago de:
 - Derecho por la Utilidad Compartida (DUC). Al 1 de enero de 2015, se determinará aplicando la tasa del 70% a la diferencia que resulte de disminuir el valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio (incluyendo el autoconsumo, mermas o quema), las deducciones permitidas por la LISH, entre las que se consideran parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos). Conforme a la LISH, este derecho irá disminuyendo anualmente y a partir del 1 de enero de 2019, se establecerá una tasa de 65%.
 - Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH). Este Derecho resulta de aplicar al valor del hidrocarburo extraído, la tasa que corresponda según la fórmula establecida por cada tipo de hidrocarburo y empleando los precios de hidrocarburos en dólares por unidad.
 - Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH). Se hará un pago mensual al Gobierno Federal de \$ 1,150 por Km2 de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a \$ 2,750 por Km2 por cada mes adicional que el área no esté produciendo. Estas cantidades serán actualizadas anualmente de conformidad con el INPC.
- La LISH establece, entre otros, los términos fiscales que serán aplicables a los contratos de exploración y extracción (licencia, utilidad compartida, producción compartida y servicios) que consideren los siguientes impuestos, derechos y otros pagos al Gobierno Federal.
 - Cuota Contractual para la Fase Exploratoria. Durante la fase exploratoria del área que tenga un contrato de exploración y extracción, se prevé una cuota mensual a favor del Gobierno Federal de \$ 1,150 por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a \$ 2,750 por kilómetro cuadrado por cada mes que el área no esté produciendo.
 - Regalías. El monto de las Regalías se determinará con base en el valor contractual para cada tipo de hidrocarburo, que a su vez se basa en diversos factores como el tipo de hidrocarburo, el volumen de producción y su precio de mercado. Las regalías son pagaderas en los contratos de licencia así como en los contratos de producción compartida y de utilidad compartida.

- Pago del Valor Contractual. En los contratos de licencia se debe efectuar un pago calculado como un porcentaje del "valor contractual" de los hidrocarburos producidos, conforme lo determine la SHCP en cada caso.
- Porcentaje a la Utilidad Operativa. Los contratos de producción compartida y de utilidad compartida establecerán el pago equivalente a un porcentaje específico de las utilidades operativas. En el caso de los contratos de producción compartida, dicho pago será efectuado en especie, mediante la entrega de los hidrocarburos producidos. En el caso de los contratos de utilidad compartida, dicho pago deberá efectuarse en efectivo.
- Bono a la firma. A la firma de un contrato de licencia, el contratista deberá pagar al Gobierno Federal una cantidad establecida por la SHCP en los términos y condiciones de la licitación correspondiente o en los contratos que sean resultado de una migración.
- Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Los contratos de exploración y extracción, así como las asignaciones otorgadas por el Gobierno Federal incluirán un impuesto específico sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. Un impuesto mensual de \$ 1,500 por cada kilómetro cuadrado que se pagará durante la fase de exploración hasta que la fase de extracción inicie. Durante la fase de extracción, un impuesto mensual de \$ 6,000 que se pagará hasta que el contrato de exploración y extracción o la asignación terminen.

Asimismo, bajo el nuevo régimen fiscal, PEMEX continuará sujeto al IEPS a beneficio de entidades federativas, municipios y demarcaciones territoriales y al IEPS sobre combustibles fósiles.

- A partir del ejercicio fiscal de 2015 Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios y/o sus empresas productivas subsidiarias causarán el ISR de acuerdo a las disposiciones vigentes y se abroga el IRP.

18. Patrimonio (déficit)

a. Patrimonio permanente

El 31 de diciembre de 1990, cierta deuda de Petróleos Mexicanos, al Gobierno Mexicano, fue capitalizada como patrimonio. Esta capitalización ascendió a \$ 22,334,195 en términos nominales y fue autorizada por el Consejo de Administración. En diciembre de 1997, el Consejo de Administración y el Gobierno Federal acordaron una reducción al patrimonio en relación con los Certificados de Aportación "A", mediante un pago en efectivo al Gobierno Federal por \$ 12,118,050. Al 31 de diciembre de 2012, el valor de los Certificados de Aportación "A" fue de \$ 49,604,835 (valor histórico de \$ 10,216,145 más los Certificados de Aportación "A" que fueron aportados antes de la capitalización de diciembre de 1990 \$ 6,318 y un incremento por actualización de \$ 39,382,372). El 26 de diciembre de 2014 y el 24 de diciembre de 2013, el Gobierno Federal realizó una contribución al patrimonio de Petróleos Mexicanos por \$ 20,000,000 y \$ 65,000,000, en forma de Certificados de Aportación "A", respectivamente, siendo esta última una medida de control presupuestario.

El convenio de capitalización entre PEMEX y el Gobierno Federal estipula que los Certificados de Aportación "A" constituyen el patrimonio permanente. Los Certificados de Aportación "A" se integran como sigue:

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

b. Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos

El 16 de diciembre de 2013, el Gobierno Federal retiró \$ 65,000,000 del patrimonio de PEMEX. El 19 de diciembre de 2013, el Consejo de Administración reconoció el retiro realizado por el Gobierno Federal. Dicho retiro fue registrado como disminución en las Aportaciones del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos en el rubro correspondiente en el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit).

En diciembre de 2013, el Gobierno Federal aportó la cantidad de \$ 1,583,100 al Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos ("FEIIP"). Esta contribución se registró en las Aportaciones del Gobierno de Federal a Petróleos Mexicanos en el rubro correspondiente del estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit) por el año terminado al 31 de diciembre de 2013.

En 2013, el Gobierno Federal autorizó una aportación de \$ 2,000,000 al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros ("FEIPEMEX"). Este importe se pagó al FEIPEMEX hasta el 27 de enero de 2014, y por lo tanto fue reconocido como una Contribución Suscrita no exhibida en el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit) por el año terminado al 31 de diciembre de 2013.

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

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

c. Reserva legal

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

d. Pérdidas acumuladas

PEMEX ha incurrido en pérdidas acumuladas en los últimos años. Aún y cuando, la Ley de Concursos Mercantiles no le es aplicable a Petróleos Mexicanos ni a los Organismos Subsidiarios y los contratos de crédito vigentes no incluyen causales de incumplimiento como consecuencia del patrimonio negativo, el Gobierno Federal ha concentrado sus esfuerzos en consolidar la estrategia institucional de PEMEX, y una de las acciones más importantes ha sido la emisión del decreto del 20 de diciembre de 2013, por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía (Reforma Energética) (ver Nota 1), la cual permitirá darle a PEMEX una mayor autonomía para la toma de decisiones y la viabilidad en su operación. Al cierre del 31 de diciembre de 2014 PEMEX tuvo un patrimonio negativo de \$ 767,720,854. Actualmente PEMEX se encuentra en el proceso de implementar una reorganización que le permita operar más eficientemente, y se espera que los beneficios que se deriven de la reforma energética sean graduales. Por el momento, PEMEX continúa desarrollando las reservas que le fueron asignadas en la Ronda Cero y está evaluando las oportunidades que presenten las subsecuentes rondas, incluso a través de asociaciones.

e. Participación no controladora

El 1 de julio de 2005, PEMEX celebró un contrato de opciones que no ha sido ejercido con el Banco Privado BNP Paribas y Trust Cayman Ltd. para adquirir el 100% de las acciones de PEMEX Finance Ltd. Como resultado de lo anterior, los resultados financieros de PEMEX Finance Ltd., se incluyen en estos estados financieros consolidados de PEMEX. Por lo anterior, bajo IFRS el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit) y el estado consolidado de resultados integrales presentan la participación no controladora, debido al hecho de que PEMEX no posee en la actualidad ninguna de las acciones de PEMEX Finance, Ltd.

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la participación no controladora en el patrimonio (déficit) fue de \$ 344,818 y \$ 503,882, respectivamente.

19. Otros ingresos y gastos

Los otros ingresos y gastos se integran por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 como se muestra a continuación:

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Efecto de la tasa negativa del IEPS (ver nota 17-j.)	\$ 43,108,707	\$ 94,466,039	\$ 214,102,498
Otros	7,722,388	8,184,140	6,284,045
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.	3,031,159	2,159,847	2,052,818
Adhesión y mantenimiento de franquicias	1,055,753	999,491	930,140
Total de otros ingresos	<u>54,918,007</u>	<u>105,809,517</u>	<u>223,369,501</u>
Otros gastos	(11,479,781)	(13,634,477)	(13,190,572)
Siniestros	(5,885,829)	(2,039,355)	(1,159,966)
Total de otros gastos	<u>(17,365,610)</u>	<u>(15,673,832)</u>	<u>(14,350,538)</u>
Otros ingresos, neto	<u>\$ 37,552,397</u>	<u>\$ 90,135,685</u>	<u>\$ 209,018,963</u>

20. Partes relacionadas

Los saldos y operaciones con partes relacionadas se deben principalmente a: (i) la venta y compra de productos, (ii) la facturación de servicios administrativos, (iii) préstamos financieros entre partes relacionadas. Las operaciones entre entidades del grupo se llevaron a cabo en condiciones y precios de mercado.

Petróleos Mexicanos, sus consejeros así como sus trabajadores están sujetos a diversa normatividad que regula los conflictos de interés entre las que destacan la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, esta última establece que todos los servidores públicos están obligados a excusarse de intervenir, por motivo de su encargo, en cualquier forma en la atención, tramitación, o resolución de asuntos en los que se tenga un interés personal, familiar, o de negocios, incluyendo aquellos de los que pueda resultar algún beneficio para él, su cónyuge, parientes consanguíneos o por afinidad hasta el cuarto grado, o parientes civiles, o para terceros con los que tenga relaciones profesionales, laborales o de negocios o para socios o sociedades de las que el servidor público o las personas antes referidas formen o hayan formado parte.

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

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

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

Entidad	Participantes	Participación
Servicio Cozumel, S. A. de C. V. (la cual opera una estación de servicio).	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	60%
	CC. Pedro Oscar Joaquín Delbouis (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 PR otorga a todos sus franquiciatarios.

Remuneración de consejeros y principales funcionarios

El monto de los beneficios de corto plazo pagados a los principales funcionarios de PEMEX durante los ejercicios fiscales terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, ascendió aproximadamente a \$ 173,903, \$ 174,800 y \$ 167,800 respectivamente. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la Nota 14. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros profesionales, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2014, 2013 y 2012 se efectuaron pagos por \$ 12,599, \$ 13,600 y \$ 13,600, respectivamente a los consejeros profesionales de PEMEX con motivo del ejercicio de su cargo.

Compensaciones y prestaciones

Como prestación a los empleados, se otorgan préstamos administrativos a todos los trabajadores de conformidad con los programas establecidos en el Contrato Colectivo y en el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, respectivamente. Estos préstamos administrativos son otorgados a cada trabajador que sea elegible, en una cantidad que asciende hasta un máximo de cuatro meses de salario y se deducen del mismo durante un período de uno a dos años, a elección del empleado. La mayoría de los empleados de PEMEX aprovecha esta prestación. El monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a los principales funcionarios al 31 de diciembre de 2014 y 2013, fue de \$ 21,724 y \$ 23,016, respectivamente. Al 31 de marzo de 2015, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$ 20,015.

21. Compromisos

- a. PMI tiene celebrados diversos contratos para la venta de petróleo crudo en el mercado internacional con empresas del extranjero. Los términos y condiciones de los contratos son específicos para cada cliente y su duración puede ser indefinida (contratos "Evergreen") existiendo en algunos casos plazos mínimos obligatorios (contratos de largo plazo).
- b. Por otra parte se tiene un contrato de suministro de nitrógeno para el programa de mantenimiento de presión del campo Cantarell, durante 2007 se incorporó un contrato adicional para suministrar nitrógeno al campo Ku Maalob Zaap, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a \$ 9,381,047 y \$ 9,844,001, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, PEP tiene el derecho o la obligación de adquirir del proveedor la planta de nitrógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.

Los pagos futuros estimados de los ejercicios siguientes son como sigue:

<u>Año</u>	<u>Pagos</u>
2015	\$ 1,489,329
2016	969,946
2017	653,141
2018	653,391
2019	653,641
Más de 5 años	<u>4,961,599</u>
Total	<u>\$ 9,381,047</u>

- c. El Organismo tiene un contrato de suministro de nitrógeno para el mantenimiento de presión al campo Jujo Tecominoacán en la Región Sur. El contrato vence en el año 2017.

El valor estimado remanente del contrato durante la vigencia asciende a la cantidad de \$ 536,727 al 31 de diciembre de 2014 y \$ 558,718 al 31 de diciembre de 2013.

En caso de terminación anticipada del contrato, PEMEX quedará obligado únicamente a pagar los servicios recibidos y los gastos no recuperables que apliquen, en los términos que se establecen en el contrato.

Los pagos futuros estimados de los ejercicios siguientes son los que se muestran a continuación:

<u>Año</u>	<u>Pagos</u>
2015	\$ 189,259
2016	174,697
2017	<u>172,771</u>
Total	\$ <u>536,727</u>

- d. PEMEX ha celebrado COPF, en los cuales el contratista, a su propio costo, deberá administrar y mantener la ejecución de las obras, objeto de los COPF, las que estarán agrupadas en las categorías de desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento.

El valor estimado de los COPF al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es como sigue:

<u>Vencimientos</u>	<u>Pagos</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Menos de 1 año	\$ 7,570,765	\$ 12,844,758
1 a 3 años	2,588,114	4,393,704
4 a 5 años	2,539,472	4,315,245
Más de 5 años	<u>4,273,269</u>	<u>7,244,381</u>
Total	\$ <u>16,971,620</u>	\$ <u>28,798,088</u>

- e. Durante 2014 y 2013, PEP celebró contratos integrales de exploración y producción para el desarrollo de campos maduros en Altamira, Ebano, Nejo, Panuco y San Andrés localizados en la región norte y Magallanes, Santuario y Carrizo localizados en la región sur de México, respectivamente. Cada contrato tiene plazo de hasta 25 años. Los pagos a los contratistas de conformidad con los contratos integrales de exploración y producción, se harán sobre una base por barril entregado más los costos deducibles de recuperación, siempre que los pagos al contratista no superen los flujos de efectivo de PEMEX sobre el campo sujeto del contrato al que corresponda. Durante 2014 PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 8,988,146 y en la región sur por \$ 1,926,849. Al 31 de diciembre de 2013, PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 2,060,562 y en la región sur por \$ 2,255,333.
- f. En 2012, PEP contrató la construcción de dos plataformas marinas auto elevables por un valor aproximado de US\$ 509,116. El Organismo ha otorgado un anticipo de US\$ 42,000 por cada plataforma para iniciar los trabajos de construcción, los cuales se estima tendrán una duración aproximada de dos años y el valor remanente de las plataformas se pagará a través de un arrendamiento financiero por un período 10 años, al término del cual se ejercerá la opción de compra con el pago de 1 dólar por cada plataforma para su adquisición.

- g. El valor estimado de los contratos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es como sigue:

Vencimientos	Pagos	
	2014	2013
Menos de 1 año	\$ 260,655,822	\$ 299,748,160
1 a 3 años	243,044,188	227,308,800
4 a 5 años	74,743,512	63,394,872
Más de 5 años	<u>92,426,015</u>	<u>69,122,378</u>
Total	\$ <u>670,869,537</u>	\$ <u>659,574,210</u>

22. Contingencias

En el curso normal de sus operaciones, PEMEX está involucrado en diversos procedimientos legales por diferentes razones. PEMEX califica la importancia de cada caso y evalúa el posible resultado, creando una reserva por obligaciones contingentes cuando se espera un resultado desfavorable que pueda ser cuantificable. PEMEX no ha registrado reservas relacionadas con juicios pendientes debido a que no se anticipa alguna resolución contraria de importancia, excepto por la que se menciona específicamente en esta Nota.

- a. PEMEX está sujeto al cumplimiento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, por lo que se llevan a cabo auditorías ambientales a algunas de sus instalaciones. Derivado de los resultados obtenidos en las auditorías terminadas, se han suscrito convenios con la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), para elaborar y cumplir con los diversos planes de acción, y corregir las irregularidades detectadas que consideran trabajos para remediar los daños ambientales causados, inversión en equipo, mantenimiento, mano de obra y materiales.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la provisión para gastos a incurrir para corregir este tipo de irregularidades asciende a \$ 6,174,754 y \$ 5,466,581, respectivamente, y se incluyen en las reservas a largo plazo, en el estado de situación financiera.

- b. PEMEX enfrenta diversos juicios civiles, fiscales, penales, agrarios, administrativos, ambientales, laborales, mercantiles, de amparo y procedimientos de arbitraje, cuya resolución final se desconoce a la fecha de estos estados financieros. Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$ 19,787,440 y \$ 17,624,737, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales:

- En septiembre de 2001, CONPROCA, S.A. de C.V. ("CONPROCA"), consorcio que prestó sus servicios para la construcción de diversas obras con motivo de la reconfiguración de la Refinería de Cadereyta, presentó una demanda ante la Corte Internacional de Arbitraje (juicio arbitral No. 11760/KGA), en contra de Petróleos Mexicanos y PR. El 11 de enero de 2012, la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio notificó a las partes el laudo final de cuantificación, el cual determinó que PR y Petróleos Mexicanos deben pagar US\$ 311,178 y que CONPROCA debe pagar US\$ 29,038. El 27 de julio de 2012, PR y Petróleos Mexicanos presentaron demanda de nulidad del laudo final de cuantificación, que fue admitida en el Juzgado Décimo Primero de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal (Expediente 485/2012). El 12 de noviembre de 2013, la Juez declaró improcedente la nulidad del laudo arbitral de cuantificación sin que se condenara al pago de costas. Contra tal resolución CONPROCA y las demandadas interpusieron juicio de amparo directo, mismo que fue resuelto el 4 de julio de 2014, negando el amparo a PR y Petróleos Mexicanos. Petróleos Mexicanos y PR interpusieron recurso de revisión ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación, el cual ha sido admitido y se encuentra pendiente de resolver.

Por otra parte, el 14 de diciembre de 2011, CONPROCA interpuso demanda de reconocimiento de laudo en la Corte del Distrito Sur de Nueva York en Estados Unidos. El 17 de octubre de 2013, dicha Corte del Distrito Sur dictaminó que la acción debe ser suspendida hasta que quede firme la sentencia de cualquier tribunal mexicano que determine la validez del laudo en México. El 12 de septiembre de 2014, CONPROCA presentó moción ante la Corte de Nueva York, donde solicita al Juez ya sea: (1) requiera a Petróleos Mexicanos presentar una garantía igual al importe total del laudo final de cuantificación más intereses, como condición para continuar la suspensión del procedimiento; o (2) levantar la suspensión y confirmar los Laudos arbitrales en contra de Petróleos Mexicanos. En términos generales argumentan que la medida precautoria en México ha sido levantada, que los esfuerzos de Petróleos Mexicanos (a excepción de la revisión de la Suprema Corte) han fracasado, que la revisión de la Suprema Corte es poco probable, por tanto, debe requerirse a Petróleos Mexicanos una garantía como una condición para continuar la suspensión. El Juez, mediante orden del 12 de diciembre de 2014, concedió a CONPROCA su moción de solicitar a Petróleos Mexicanos exhiba garantía por la cantidad de USD\$ 592,926. El 29 de diciembre de 2014, Petróleos Mexicanos solicitó a la Corte de Nueva York la reconsideración de su orden de fecha 12 de diciembre de 2014 en la que requiere que exhiba dicha garantía. Con fecha 6 de marzo de 2015, se presentó conjuntamente por Petróleos Mexicanos y CONPROCA, la estipulación relacionada con la forma de exhibir la carta de crédito por parte de Petróleos Mexicanos ante la Corte de Nueva York, como garantía, en cumplimiento a la orden del Juez pero sólo por la cantidad de USD\$ 435,000.

- En diciembre de 2004, Corporación Mexicana de Mantenimiento Integral, S. de R. L. de C. V. (COMMISA) demandó a PEP ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (arbitraje 13613/CCO/JRF) por presuntos incumplimientos derivados de un contrato de obra de dos plataformas en Cantarell (Proyecto IPC-01). El 16 de diciembre de 2009 se emitió laudo, en el que se condena a PEP a pagar a COMMISA US\$ 293,646 y \$ 34,459 más intereses. COMMISA solicitó el reconocimiento y ejecución del laudo ante la Corte del Distrito Sur de Nueva York en Estados Unidos ("SDCNY"). El 25 de septiembre de 2013, el Juez emitió la orden y sentencia final, mediante la cual se confirma el laudo arbitral, por lo que PEP está obligado a pagar a COMMISA US\$465,060, mismo que incluye la fianza por US\$ 106,828, ejecutada por PEP, cada parte cubrirá el IVA respectivo y el interés se generará conforme a lo que establezca la legislación estadounidense. En noviembre de 2013, PEP depositó el monto señalado por el juez como garantía para que se aceptara el recurso de apelación presentado por PEP. El 28 de enero de 2014 se presentó escrito de apelación ante la Corte de Apelaciones de los Estados Unidos, en el cual se manifestaron, entre otros argumentos, el hecho de que fue declarada la nulidad del laudo arbitral por autoridades judiciales federales en México. El 20 de noviembre de 2014, se llevó a cabo audiencia oral ante la Corte de Segunda Instancia en Nueva York, centrándose el argumento sobre si los tribunales de los Estados Unidos están obligados a tener deferencia respecto a la decisión tomada por los tribunales mexicanos de anular el laudo. Con fecha 6 de febrero de 2015, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos de América, se pronunció a través de un *Amicus Curiae*, presentado ante el Tribunal de Apelaciones de Nueva York, con el objeto de dar su opinión y emitir recomendaciones respecto del presente arbitraje, mismas que resultaron en sentido favorable a PEP. Se está en espera sea de que sea resuelto el recurso. Por otra parte, el 22 de enero de 2013, COMMISA solicitó en Luxemburgo la confirmación de ejecución de laudo y el embargo preventivo de valores de PEP y Petróleos Mexicanos depositados en diversos bancos de ese país alegando contar con un laudo arbitral a su favor. El 15 de noviembre de 2013 PEP presentó escrito ante la Suprema Corte de Justicia de Luxemburgo, mientras que COMMISA lo hizo el 15 de enero de 2014. El 11 de febrero de 2014, PEP solicitó una extensión del plazo para la presentación de su contestación en el proceso de ejecución. El 14 de febrero de 2014 su solicitud fue concedida y se instruyó nuevas fechas para la presentación de alegatos: 25 de marzo y 5 de agosto de 2014 para PEP; y 25 de mayo y 5 de octubre de 2014 para COMMISA. El 25 de marzo de 2014 PEP presentó sus alegatos. El 19 de enero de 2015, COMMISA presentó un escrito ante la Corte de Apelaciones de Luxemburgo en referencia al procedimiento de ejecución, donde COMMISA pide a la Corte de Luxemburgo que reconozca el laudo arbitral y no tome en cuenta la anulación del mismo en los tribunales mexicanos. El próximo argumento oral de este procedimiento ha sido programado para el 7 de mayo de 2015.

- En febrero de 2010, el Servicio de Administración Tributaria ("SAT") dio a conocer a PEP las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006, por las contribuciones federales, el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, notificada el 22 del mismo mes y año, el SAT determinó diversos créditos fiscales por un monto de \$ 4,575,208 a cargo de PEP. El 30 de noviembre de 2010, PEP promovió juicio contencioso administrativo contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, el cual fue radicado bajo el número 28733/10-17-03-7. El 20 de noviembre de 2013, se remite el expediente a la Sala Superior derivado del ejercicio de la facultad de atracción, el cual se radica en la Primera Sección bajo el número 28733/10-17-03-7/1838/13-S1-05-04. La Primera Sección de la Sala Superior ordena la devolución de los autos a la Tercera Sala Regional Metropolitana para que, una vez subsanada la violación detectada en el procedimiento, se remita de nueva cuenta el expediente a dicha sección para la emisión de la sentencia que corresponda. La Sala Regional Metropolitana acusa recibo del expediente remitido por la Sala Superior y, a través de acuerdo de fecha 3 de septiembre de 2014, se tienen por desahogados los requerimientos formulados y se otorga término para alegatos, los cuales fueron presentados por PEP el 10 de septiembre de 2014. Por acuerdos de fecha 1° de octubre de 2014, publicados el 6 de octubre de 2014, la Sala tiene por presentados los alegatos formulados por las partes, declara cerrada la instrucción y ordena remitir los autos a la Primera Sección de la Sala Superior. Con fecha 1° de diciembre de 2014 la Primera Sección de la Sala Superior remite el expediente a la ponencia número Cinco y se turna para proyectar resolución, misma que se encuentra pendiente de emisión.
- El 19 de septiembre de 2014, se notificó a Petróleos Mexicanos la determinante de crédito contenida en el oficio 900-07-2014-52233, de fecha 8 de septiembre de 2014, en el cual el SAT finca a Petróleos Mexicanos un crédito fiscal por un monto de \$ 3,581,878 por supuestas omisiones en el pago del Impuesto Sobre la Renta, multas, recargos y actualización, sustentado en que Petróleos Mexicanos retuvo y enteró el impuesto aplicable a los intereses pagados a residentes en el extranjero a una tasa del 4.9%, en lugar de aplicar una tasa del 28%. Con fecha 3 de noviembre de 2014 Petróleos Mexicanos promovió recurso de revocación en contra de la determinante del crédito fiscal, mismo que se encuentra pendiente de resolver.
- En febrero de 2010, el SAT dio a conocer a PR las observaciones resultantes de la revisión a los estados financieros del ejercicio 2006 por las contribuciones federales, el IVA y el Impuesto a los Rendimientos Petroleros. Mediante resolución del 20 de septiembre de 2010, el SAT determinó un crédito fiscal a cargo de PR, por la supuesta omisión en el entero de IVA, actualización, recargos y multas, por la cantidad de \$ 1,553,372. El 30 de noviembre de 2010, PR promovió juicio contencioso administrativo contra dicha resolución ante la Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, el cual fue radicado bajo el número 28733/10-17-03-7. El 20 de noviembre de 2013, se remite el expediente a la Sala Superior derivado del ejercicio de la facultad de atracción, el cual se radica en la Primera Sección bajo el número 28733/10-17-03-7/1838/13-S1-05-04. La Primera Sección de la Sala Superior ordena la devolución de los autos a la Tercera Sala Regional Metropolitana para que, una vez subsanada la violación detectada en el procedimiento, se remita de nueva cuenta el expediente a dicha sección para la emisión de la sentencia que corresponda. La Sala Regional Metropolitana acusa recibo del expediente remitido por la Sala Superior y, a través de acuerdo de fecha 3 de septiembre de 2014, se tienen por desahogados los requerimientos formulados y se otorga término para alegatos, los cuales fueron presentados por PR el 10 de septiembre de 2014. Por acuerdos de fecha 1° de octubre de 2014, publicados el 6 de octubre de 2014, la Sala tiene por presentados los alegatos formulados por las partes, declara cerrada la instrucción y ordena remitir los autos a la Primera Sección de la Sala Superior. Con fecha 1° de diciembre de 2014 la Primera Sección de la Sala Superior remite el expediente a la ponencia número Cinco y se turna para proyectar resolución, misma que se encuentra pendiente de emisión.

- El 14 de abril de 2010, la señora Irma Ayala Tijerina de Barroso y otros demandaron civilmente a Petróleos Mexicanos y a PGPB ante el Juzgado Séptimo de Distrito en Reynosa, Tamaulipas, el pago de daños y perjuicios, por la cantidad de \$ 1,490,873 como consecuencia de la posible contaminación en terrenos contiguos a las lagunas de tratamiento de aguas residuales del Complejo Procesador de Gas en Reynosa. Se dictó sentencia absolviendo de todas las prestaciones reclamadas a PGPB. Se encuentran en trámite las apelaciones promovidas por ambas partes en contra de la sentencia de primera instancia. PGPB apeló en virtud de que no se condenó al pago de gastos y costas a la actora.
- En febrero de 2011, EMS Energy Services de México, S. de R. L. de C. V. y Energy Maintenance Services Group I. LLC demandó a PEP ante el Juzgado Tercero de Distrito de Villahermosa, Tabasco (expediente 227/2010). La parte actora reclama, entre otras prestaciones, la rescisión del contrato de obra pública y el pago de daños por un total de US\$ 193,713 por falta de pago por parte de PEP de acuerdo con lo establecido en dicho contrato. Con fecha 31 de diciembre de 2014 se dictó sentencia definitiva, en la cual se absuelve a PEP del pago de todas las prestaciones reclamadas. La actora interpuso recurso de apelación, admitido en ambos efectos mediante acuerdo de fecha 08 de enero de 2015, el cual se encuentra pendiente de resolver.

Asimismo, el 4 de abril de 2011 PEP fue emplazado a juicio contencioso administrativo (expediente 4957/11-17-07-1) promovido por las actoras y radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, demandando la nulidad de la resolución, que contiene la rescisión del contrato referido en el párrafo anterior. Actualmente en espera de que se dicte la sentencia definitiva de primera instancia.

- El 5 de julio de 2011, PEP fue notificado de un juicio ordinario civil iniciado por Saboratto S. A. de C. V., ante el Juzgado Décimo Segundo de Distrito en Materia Civil del Distrito Federal (expediente 469/2010). La parte actora demanda, entre otras prestaciones, la responsabilidad civil, daños y perjuicios derivados de los contratos de prestación de servicios de alimentación y hotelería; así como la rescisión judicial y daño moral, entre otros, cuyo monto reclamado es de \$ 1,451,472. Se dictó sentencia de primera instancia condenando a PEP al pago de penas convencionales por un importe de \$ 12,682 y absolviendo del resto de las prestaciones. Dicha resolución fue impugnada. El recurso de apelación fue resuelto en el sentido de modificar la sentencia de primera instancia para absolver de todas las prestaciones a PEP. La parte actora interpuso juicio de amparo contra la resolución anterior así como PEP para que se condenara al pago de gastos y costas a la actora, mismos que se encuentran pendientes de resolver.
- El 8 de julio de 2011, Compañía Petrolera La Norma S.A. presentó ante la Segunda Sala Regional Hidalgo-México del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, en Tlalnepantla, Estado de México una demanda de juicio contencioso administrativo (expediente 4334/11-11-02-6) contra el Director General de Petróleos Mexicanos y el Director de PEP, reclamando la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros por un monto de \$ 1,552,730 Mediante auto del 4 de marzo de 2013, notificado el 2 de abril de 2013, la Sala tuvo por formulada la ampliación de demanda. El 9 de abril de 2013 se notificó una nueva demanda por parte de Compañía Petrolera La Norma S. A. (No. 438/12-11-02-3) a cargo de la misma Sala, por lo que la parte demandada presentó incidente de acumulación, mismo que fue concedido el 2 de mayo de 2013. Seguidos que fueron los trámites mediante auto de 20 de agosto de 2014, se remite a la Sala Superior del Tribunal de Justicia Fiscal y Administrativa el expediente para la emisión de la sentencia de primera instancia. El asunto se radicó con el número de expediente 4334/11-11-02-6/1337/14-S2-07-04, de la Segunda Sección de la Sala Superior. El asunto fue materia de la sesión de fecha 29 de octubre de 2014 y, en la misma, se resolvió la devolución del expediente a la Sala de origen al detectarse una violación al procedimiento.

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

23. Eventos subsecuentes

El 19 de enero de 2015 el Gobierno Federal efectuó una aportación patrimonial a Petróleos Mexicanos por un monto de \$ 10,000,000 de conformidad con la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria este pago fue reconocido como un incremento en los Certificados de Aportación "A".

Al 28 de abril de 2015, el tipo de cambio era de \$ 15.3834 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2014 por \$ 14.7180, refleja una depreciación del 4.52%.

Al 28 de abril de 2015, el precio promedio del petróleo crudo de exportación era de US\$ 54.90 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2014 por US\$ 45.45, refleja un incremento de 20.79%.

Durante el período comprendido entre el 1 de enero al 28 de abril de 2015, Petróleos Mexicanos ha realizado las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 16 de enero de 2015, se realizó un desembolso por \$ 7,000,000 de una línea de crédito bilateral con tasa TIIE 28 días más 35 puntos base y pagadera el 16 de enero de 2016.
- El 22 de enero de 2015, se incrementó el programa de emisión de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 42,000,000 a US\$ 52,000,000.
- El 23 de enero de 2015, Petróleos Mexicanos, emitió bonos en los mercados internacionales bajo el programa de emisión de pagarés de mediano plazo Serie C de US\$ 42,000,000 por un monto total de US\$ 6,000,000 en tres tramos: el primero por un monto de US\$ 1,500,000 y un cupón de 3.500% y con vencimiento en 2020; el segundo fue por un monto de US\$ 1,500,000, un cupón de 4.500% y con vencimiento en 2026; y el tercero por un monto de US\$ 3,000,000 un cupón de 5.625% y con vencimiento en 2046.
- El 30 de enero de 2015 se llevó a cabo un convenio 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.
- El 11 de febrero de 2015, Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de Certificados Bursátiles por \$ 24,287,902 en tres tramos. El primer tramo por 17,000,000 a una tasa de 7.47% con vencimiento en 2026, la cual consistió en i) una oferta en el mercado internacional por \$9,000,000 que puede ser ofrecida y adquirida en el extranjero a través de EuroClear e Indeval y 2) una oferta en el mercado local por \$ 8,000,000. Esta emisión fue la reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2016 que fue emitido el 27 de noviembre de 2014. El segundo tramo fue emitido por \$ 4,300,000 a tasa variable con vencimiento en 2020. Esta emisión fue la reapertura de la misma serie de Certificados Bursátiles con vencimiento en 2020 que fue emitido el 27 de noviembre de 2014. El tercer tramo fue emitido por 565,886,800 UDI's equivalentes a \$ 2,987,902 a tasa fija de 3.94%. Esta emisión representa la cuarta reapertura de la misma serie emitida originalmente el 30 de enero de 2014, reabierto el 2 de julio 2014, el 11 de septiembre de 2014 y el 27 de noviembre de 2014. Estos certificados bursátiles fueron emitidos bajo el programa de Certificados Bursátiles por \$ 200,000,000 o su equivalente en UDIs.

- El 11 de febrero de 2015, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito por un monto de US\$ 2,000,000. El 27 de febrero de 2015, solicitó US\$ 2,000,000 bajo este crédito para prepagar totalmente el préstamo de fecha 18 de noviembre de 2010.
- El 24 de marzo de 2015, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores autorizó a Petróleos Mexicanos su Programa de Certificados Bursátiles de Corto Plazo por un monto hasta de \$ 100,000,000. Todos los certificados bursátiles emitidos bajo este programa están garantizados por PEP, PR y PGPB.
- Durante el período del 28 de marzo al 24 de abril de 2015, Petróleos Mexicanos emitió certificados bursátiles de corto plazo por un monto de \$ 7,500,000 a tasas fijas y flotantes y pagó \$ 2,500,000.
- El 21 de abril de 2015, Petróleos Mexicanos emitió bonos en los mercados internacionales bajo el programa de emisión de pagarés de mediano plazo Serie C de US\$ 52,000,000 por un monto total de € 2,250,000 en dos tramos: el primero por un monto de € 1,250,000 un cupón de 2.750% con vencimiento en abril de 2027; y el segundo fue por un monto de €1,000,000, un cupón de 1.875%; con vencimiento en abril de 2022. La emisión está garantizada por PEP, PGPB y PR.

Entre el 1 de enero y el 28 de abril de 2015, PMI HBV efectuó pagos de una línea de crédito revolving por US\$ 500,000.

Al 31 de diciembre de 2014, PEMEX ha valuado y reconocido 19,557,003 acciones adquiridas a través de PMI HBV como inversiones disponibles para la venta. El valor de las acciones de Repsol en el mercado se ha incrementado aproximadamente un 19.31%, de € 15.54 por acción al 31 de diciembre de 2014 a € 18.54 por acción al 28 de abril de 2015.

24. Garantes Subsidiarios

La siguiente información consolidada presenta: estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013; los estados consolidados condensados del resultado integral y flujos de efectivo por los períodos terminados al 31 de diciembre 2014, 2013 y 2012 de Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y petroquímica básica y las compañías que son Subsidiarias No Garantes (definidas más adelante).

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

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

La siguiente tabla muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2014, de deuda originalmente emitida por el Master Trust. Petróleos Mexicanos asumió como obligado primario todas las obligaciones del Master Trust bajo estos contratos de deuda. Las obligaciones de Petróleos Mexicanos están garantizadas por los Garantes Subsidiarios:

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

<u>Título de deuda</u>	<u>Obligado principal</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US \$)</u>
5.75% Bonos garantizados con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	\$ 2,483,988
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,750,000
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2038	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	491,175
8.625% Bonos con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	160,245
8.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	106,507
9¼% Bonos garantizados con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	107,109
9.50% Bonos garantizados con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	219,217

En la siguiente tabla se muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2014, registrado y emitido por Petróleos Mexicanos, y garantizados por Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

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

<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-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	\$ 1,999,369
9¼% Bonos globales con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	9,296
9.50% Bonos globales con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	102,149
3.500% Notas con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	999,590
Notas tasa variable con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	498,570

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US \$)</u>
6.000% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	\$ 995,364
5.50% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,961,947
3.500% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,099,730
4.875% Notas con vencimiento en 2024	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,499,136
6.625% Notas con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	998,500
6.500% Bonos con vencimiento en 2041	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3,000,000
4.875% Bonos 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,097,055
5.50% Bonos con vencimiento en 2044	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,745,000
3.125% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	497,278
6.375% Bonos con vencimiento en 2045	Petróleos Mexicanos	Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación and Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2,999,980

Al 31 de diciembre de 2014, Petróleos Mexicanos es la única entidad de PEMEX que ha registrado títulos de deuda con la SEC, a la fecha de estos estados financieros consolidados, el total de la deuda garantizada es emitida por Petróleos Mexicanos. Las garantías de los Garantes Subsidiarios son totales e incondicionales, conjuntas y solidarias. La administración de PEMEX no ha presentado estados financieros por separado de los Garantes porque considera que tal información no es material para los inversionistas.

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera
31 de diciembre de 2014

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 73,002,640	\$ 5,407,420	\$ 39,578,468	\$ -	\$ 117,988,528
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	25,760,345	41,577,264	48,647,914	-	115,985,523
Cuentas por cobrar-intercompañías	349,727,804	856,239,256	101,974,733	(1,307,941,793)	-
Inventarios	638,839	36,506,849	12,792,968	-	49,938,656
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	5,414,574	-	5,414,574
Total del activo circulante	449,129,628	939,730,789	208,408,657	(1,307,941,793)	289,327,281
Cuentas por cobrar a largo plazo-intercompañías	985,135,404	3,626,448	5,788,386	(994,550,238)	-
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	60,586,885	6,940,848	15,060,898	(60,573,871)	22,014,760
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	11,285,140	1,724,548,862	47,540,136	-	1,783,374,138
Impuestos diferidos	(124,002)	84,215	4,182,405	-	4,142,618
Efectivo restringido	35,887	6,848,332	-	-	6,884,219
Otros activos	1,409,235	17,769,843	3,446,186	-	22,625,264
Total del activo	\$ 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	(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 de situación financiera
31 de diciembre de 2013

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 50,131,405	\$ 5,331,901	\$ 25,282,413	\$ -	\$ 80,745,719
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	28,693,366	34,290,219	66,270,066	-	129,253,651
Cuentas por cobrar-intercompañías	383,510,275	821,836,275	96,867,309	(1,302,213,859)	-
Inventarios	659,252	31,460,831	24,794,417	-	56,914,500
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	17,728,571	-	17,728,571
Total del activo circulante	462,994,298	892,919,226	230,942,776	(1,302,213,859)	284,642,441
Cuentas por cobrar a largo plazo-intercompañías	737,649,602	2,938,490	4,687,346	(745,275,438)	-
Inversiones permanentes en acciones de compañías asociadas	416,044,158	5,971,793	10,791,945	(416,028,395)	16,779,501
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	9,666,204	1,670,030,799	41,881,738	-	1,721,578,741
Impuestos diferidos	-	233,872	2,259,290	-	2,493,162
Efectivo restringido	1,620,091	6,081,707	-	-	7,701,798
Otros activos	1,181,797	10,504,660	2,508,253	-	14,194,710
Total del activo	\$ 1,629,156,150	\$ 2,588,680,547	\$ 293,071,348	\$ (2,463,517,692)	\$ 2,047,390,353
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	\$ 67,909,431	\$ 8,933,827	\$ 13,833,685	\$ -	\$ 90,676,943
Cuentas por pagar - intercompañías	760,642,526	466,591,441	67,538,205	(1,294,772,172)	-
Otros pasivos circulantes	18,238,388	127,336,814	22,938,687	-	168,513,889
Total del pasivo circulante	846,790,345	602,862,082	104,310,577	(1,294,772,172)	259,190,832
Deuda a largo plazo	732,584,613	9,294,300	8,684,558	-	750,563,471
Cuentas por pagar a largo plazo-intercompañías	2,938,487	744,839,772	4,811,537	(752,589,796)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	232,593,227	871,015,524	119,273,939	-	1,222,882,690
Total del pasivo	1,814,906,672	2,228,011,678	237,080,611	(2,047,361,968)	2,232,636,993
Patrimonio	(185,750,522)	360,668,869	55,990,737	(416,155,724)	(185,246,640)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 1,629,156,150	\$ 2,588,680,547	\$ 293,071,348	\$ (2,463,517,692)	\$ 2,047,390,353

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral
31 de diciembre de 2014

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ 18,998	\$ 2,213,875,692	\$ 1,108,487,220	\$ (1,747,092,618)	\$ 1,575,289,292
Ingresos por servicios	64,245,159	6,055,328	6,426,288	(65,288,193)	11,438,582
Total de ingresos	64,264,157	2,219,931,020	1,114,913,508	(1,812,380,811)	1,586,727,874
Costo de ventas	2,663,293	1,513,364,738	1,108,344,990	(1,759,092,541)	865,280,480
Rendimiento bruto	61,600,864	706,566,282	6,568,518	(53,288,270)	721,447,394
Otros (gastos) ingresos, neto	514,056	36,518,256	778,682	(258,597)	37,552,397
Gastos de distribución, transportación y venta	-	34,095,556	1,555,276	(3,468,166)	32,182,666
Gastos de administración	57,654,464	86,112,895	17,701,494	(50,131,739)	111,337,114
	57,654,464	120,208,451	19,256,770	(53,599,905)	143,519,780
Rendimiento de operación	4,460,456	622,876,087	(11,909,570)	53,038	615,480,011
Costo financiero	67,194,647	84,756,651	2,973,111	(103,365,349)	51,559,060
Ingreso financiero	85,565,363	17,696,814	3,106,401	(103,354,391)	3,014,187
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(13,858,680)	8,116	4,411,994	-	(9,438,570)
(Pérdida) rendimiento en cambios	(7,859,495)	(69,076,040)	(63,626)	-	(76,999,161)
Rendimiento (pérdida) en la 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

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ 22,115	\$ 2,283,326,517	\$ 1,136,284,419	\$ (1,821,767,783)	\$ 1,597,865,268
Ingresos por servicios	55,361,187	6,305,400	5,394,402	(56,721,632)	10,339,357
Total de ingresos	55,383,302	2,289,631,917	1,141,678,821	(1,878,489,415)	1,608,204,625
Costo de ventas	1,478,302	1,533,920,937	1,125,696,332	(1,821,480,398)	839,615,173
Rendimiento bruto	53,905,000	755,710,980	15,982,489	(57,009,017)	768,589,452
Otros (gastos) ingresos, neto	(1,629,063)	97,687,870	(5,631,905)	(291,217)	90,135,685
Gastos de distribución transportación y venta	-	31,612,865	1,276,529	(440,958)	32,448,436
Gastos de administración	52,176,527	87,089,702	16,332,061	(56,943,818)	98,654,472
	52,176,527	118,702,567	17,608,590	(57,384,776)	131,102,908
Rendimiento de operación	99,410	734,696,283	(7,258,006)	84,542	727,622,229
Costo financiero	62,400,459	63,677,174	3,295,021	(89,786,170)	39,586,484
Ingreso financiero	66,513,514	28,629,988	3,503,308	(89,911,111)	8,735,699
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	2,631,986	(33,305)	(1,287,708)	-	1,310,973
(Pérdida) rendimiento en cambios Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de compañías asociadas	(305,581)	(3,441,388)	(204,523)	-	(3,951,492)
	(173,928,884)	1,141,059	(434,349)	173,928,884	706,710
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(167,390,014)	697,315,463	(8,976,299)	173,888,485	694,837,635
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	2,475,621	858,504,381	3,916,060	-	864,896,062
(Pérdida) rendimiento neto del año	(169,865,635)	(161,188,918)	(12,892,359)	173,888,485	(170,058,427)
Total de otros resultados integrales del año	25,443,543	194,725,595	34,101,029	-	254,270,167
Resultado integral total del año	\$ (144,422,092)	\$ 33,536,677	\$ 21,208,670	\$ 173,888,485	\$ 84,211,740

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral
31 de diciembre de 2012

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ 16,009	\$ 2,300,269,835	\$ 1,257,236,879	\$ (1,917,786,969)	\$ 1,639,735,754
Ingresos por servicios	54,963,056	5,449,622	2,897,419	(56,133,811)	7,176,286
Total de ingresos	54,979,065	2,305,719,457	1,260,134,298	(1,973,920,780)	1,646,912,040
Costo de ventas	1,252,618	1,504,565,221	1,245,083,304	(1,918,410,569)	832,490,574
Rendimiento bruto	53,726,447	801,154,236	15,050,994	(55,510,211)	814,421,466
Otros (gastos) ingresos, neto	(335,781)	210,667,412	(943,530)	(369,138)	209,018,963
Gastos de distribución, transportación y venta	-	27,623,303	1,189,946	(324,966)	28,488,283
Gastos de administración	46,788,554	84,409,050	14,277,458	(55,862,213)	89,612,849
	46,788,554	112,032,353	15,467,404	(56,187,179)	118,101,132
Rendimiento de operación	6,602,112	899,789,295	(1,359,940)	307,830	905,339,297
Costo financiero	42,288,729	71,029,986	4,317,744	(71,625,916)	46,010,543
Ingreso financiero	65,665,503	21,006,665	3,070,851	(87,211,228)	2,531,791
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(21,883,836)	269,611	74,122	15,282,455	(6,257,648)
(Pérdida) rendimiento en cambios Rendimiento (pérdida) en la particip- ación en los resultados de compañías asociadas	5,720,540	38,975,874	149,247	-	44,845,661
	(8,164,817)	2,329,571	2,435,880	8,196,973	4,797,607
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	5,650,773	891,341,030	52,416	8,201,946	905,246,165
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	2,817,741	897,843,428	1,984,518	-	902,645,687
(Pérdida) rendimiento neto del año	2,833,032	(6,502,398)	(1,932,101)	8,201,945	2,600,478
Total de otros resultados integrales del año	(60,588,295)	(265,515,874)	(50,738,806)	-	(376,842,975)
Resultado integral total del año	\$ (57,755,263)	\$ (272,018,272)	\$ (52,670,907)	\$ 8,201,945	\$ (374,242,497)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
31 de diciembre de 2014

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (265,267,209)	\$ (251,619,727)	\$ (11,939,437)	\$ 263,283,384	\$ (265,542,989)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:	744,081	139,522,310	2,808,396	-	143,074,787
Depreciación y amortización	-	21,199,704	1,445,992	-	22,645,696
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	12,148,028	-	-	12,148,028
Pozos no exitosos	211,414	3,499,602	2,659,921	-	6,370,937
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	-	215,119	-	215,119
Monetización de inversiones disponibles para su venta	263,559,164	(487,365)	452,997	(263,559,164)	(34,368)
Efectos de compañías asociadas	-	-	(736,302)	-	(736,302)
Dividendos	-	9,169,327	-	-	9,169,327
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	312,296	-	-	-	312,296
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	75,053,801	1,903,282	1,927,634	-	78,884,717
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	44,969,920	5,084,856	854,848	-	50,909,624
Intereses a cargo	-	-	-	-	-
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros	14,951,048	(19,048,441)	14,075,687	-	9,978,294
Inventarios	20,413	(5,046,019)	12,001,450	-	6,975,844
Otros activos	(227,438)	(17,819,505)	(937,934)	-	(18,984,877)
Beneficios a empleados	17,913,078	52,988,257	8,068,663	-	78,969,998
Cargos y deducciones intercompañía	(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	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

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
31 de diciembre de 2012

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ 2,833,032	\$ (6,502,398)	\$ (1,932,101)	\$ 8,201,945	\$ 2,600,478
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	570,890	137,241,770	2,725,060	-	140,537,720
Pozos no exitosos	-	13,842,410	-	-	13,842,410
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	68,329	(437,338)	1,102,530	-	733,521
Efectos de compañías asociadas	8,434,500	(2,329,571)	(2,468,036)	(8,434,500)	(4,797,607)
Dividendos	-	-	(685,704)	-	(685,704)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	3,552,924	-	-	3,552,924
Amortización de primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	1,560,478	-	-	-	1,560,478
(Rendimiento) pérdida en cambios no realizada	(40,144,811)	(2,266,480)	1,849,490	-	(40,561,801)
Intereses a cargo	42,020,754	12,160,731	1,804,544	(10,247,445)	45,738,584
Cuentas por cobrar a clientes	6,288,911	2,944,581	13,364,486	-	22,597,978
Inventarios	(167,346)	(12,228,746)	566,674	-	(11,829,418)
Otros activos	(489,291)	(7,215,184)	25,872	-	(7,678,603)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4,261,846	(20,566,075)	2,440,343	-	(13,863,886)
Beneficios a empleados	8,432,015	46,744,724	6,406,528	-	61,583,267
Cargos y deducciones - intercompañía	(22,322,476)	156,037,261	(20,700,257)	(113,014,528)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	11,346,831	320,978,609	4,499,429	(123,494,528)	213,330,341
Actividades de inversión					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(1,128,811)	(192,801,968)	(3,578,219)	-	(197,508,998)
(Incremento) disminución de inversiones - intercompañía	(9,667,629)	(103,341,908)	-	113,009,537	-
Gastos de exploración	-	(1,828,043)	-	-	(1,828,043)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(10,796,440)	(297,971,919)	(3,578,219)	113,009,537	(199,337,041)
Actividades de financiamiento					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	118,081,331	-	259,814,818	-	377,896,149
Pagos de principal de préstamos	(70,037,268)	(10,914,565)	(260,912,130)	-	(341,863,963)
Intereses pagados	(42,121,370)	(12,231,579)	(2,483,557)	10,247,440	(46,589,066)
(Incremento) disminución de financiamiento-intercompañía	-	(8,226)	(53,367)	61,593	-
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	5,922,693	(23,154,370)	(3,634,236)	10,309,033	(10,556,880)
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	6,473,084	(147,680)	(2,713,026)	(175,958)	3,436,420
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(422,540)	1,278,252	(209,746)	175,958	821,924
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	90,736,810	6,065,194	18,174,543	-	114,976,547
Efectivo y equivalentes de efectivo al fin de año	\$ 96,787,354	\$ 7,195,766	\$ 15,251,771	\$ -	\$ 119,234,891

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

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

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

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

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

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Reservas probadas	\$ 2,381,670,263	\$ 2,254,784,515	\$ 2,108,592,519
Construcción en proceso	111,812,137	83,764,607	46,908,049
Depreciación y amortización acumulada	<u>(1,122,444,895)</u>	<u>(994,476,861)</u>	<u>(870,694,075)</u>
Costo neto capitalizado	<u>\$ 1,371,037,505</u>	<u>\$ 1,344,072,261</u>	<u>\$ 1,284,806,493</u>

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

	31 de diciembre	
	2014	2013
Exploración	\$ 38,866,665	\$ 36,552,489
Desarrollo	<u>188,950,718</u>	<u>181,671,933</u>
Total de costos incurridos	<u>\$ 227,817,383</u>	<u>\$ 218,224,422</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 \$ 10,143,219 y \$ 10,163,605 para 2014 y 2013, respectivamente, que, de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológicos y geofísicos.

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

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

	31 de diciembre		
	2014	2013	2012
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 1,134,448,708	\$ 1,250,737,299	\$ 1,333,247,872
Derechos sobre hidrocarburos	760,627,534	856,978,971	898,064,551
Costos de producción (excluyendo impuestos)	156,134,037	134,645,739	121,973,668
Otros costos y gastos	35,978,232	40,599,327	30,828,632
Gastos de exploración	22,291,247	22,661,332	25,820,942
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	144,384,138	119,161,541	122,356,141
	<u>1,119,415,188</u>	<u>1,174,046,910</u>	<u>1,199,043,934</u>
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	\$ <u>15,033,520</u>	\$ <u>76,690,389</u>	\$ <u>134,203,938</u>

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

d. Precios de venta (no auditado)-

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

	2014	2013	2012
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce) (1)	US\$ 71.44	US\$ 76.81	US\$ 78.89
Barril de crudo	90.37	99.92	102.36
Gas natural en miles de pies cúbicos	5.71	4.93	4.03

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

e. Reservas de crudo y gas (no auditado)

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

Las reservas probadas de crudo y gas son aquellas cantidades estimadas de petróleo crudo, gas y líquidos del gas cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran, con una certeza razonable, que son económicamente viables, a partir de una fecha determinada, y que provienen de yacimientos, determinadas bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales actuales.

La estimación de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2014, fue determinada por PEP y revisada y auditada por Firmas de Ingenieros Independientes (como se define más adelante). Adicionalmente, de conformidad con el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el 10 de marzo de 2015, la Comisión Nacional de Hidrocarburos dictaminó y aprobó la estimación de las reservas probadas y fueron registradas y publicadas por la Secretaría de Energía el 18 de marzo de 2015.

PEP determinó la estimación de las reservas probadas con base en los Métodos y Procedimientos de Valuación de Ingeniería Petrolera Generalmente Aceptados, que se basan, principalmente, en las regulaciones aplicables para los reportes registrados ante la SEC, y cuando fue necesario, en la publicación titulada "Normas Aplicables a la Estimación y Auditoría de la Información de Reservas de Crudo y Gas" de la SIP de fecha 19 de febrero de 2007, así como otras publicaciones de la SIP, incluyendo la publicación titulada "Sistema de Administración de Recursos Petroleros", así como otras fuentes técnicas, incluyendo la "Estimación y Clasificación de Reservas de Crudo, Gas y Condensados" por Chapman Conquist, y en la "Determinación de Reservas de Crudo y Gas, Monografía N.1 de la Sociedad Petrolera, publicada por el Instituto Canadiense de Minería, Metalurgia y Petróleo.

La elección del método o combinación de métodos, a utilizar en el análisis de cada yacimiento, se determina con base en lo siguiente:

- Experiencia en el área.
- Etapa de desarrollo.
- La calidad e integridad de los datos básicos.
- Presión y producción histórica.

La información que se presenta, acerca de las reservas, representa únicamente una estimación. La valuación de las reservas consiste en un procedimiento subjetivo para determinar el volumen acumulado, en el subsuelo, de crudo y gas, y que no pueden ser medidas de forma exacta. La precisión de cualquier reserva estimada depende de la calidad de la información disponible, a la ingeniería, la interpretación geológica y al juicio profesional. Como resultado de lo anterior la estimación determinada por cada ingeniero, pudiera variar. Adicionalmente, como consecuencia de la perforación, de las pruebas y de la producción posterior a la fecha de determinación de la estimación podría conducir a una revisión de la estimación.

Durante 2014, PEMEX no reconoció ningún incremento material de la reserva de hidrocarburos, como resultado de nuevas tecnologías.

Con la finalidad de garantizar la confiabilidad de la reserva estimada, PEMEX lleva a cabo la certificación interna de la estimación de reservas desde 1996. PEMEX ha establecido ciertos controles internos en relación con la preparación de la estimación de las reservas probadas. Inicialmente, equipos de geólogos de cada unidad de exploración y explotación, (cada unidad cubriendo varios proyectos) determinan la estimación de las reservas, utilizando distintos procedimientos de cálculo para la valuación relacionada, a nuevos descubrimientos y campos ya desarrollados, respectivamente. Posteriormente, las oficinas regionales de reservas, recopilan la información de cada una de las unidades y solicitan la revisión y certificación de las valuaciones y el registro de las reservas relacionadas, por parte de la Gerencia de Recursos y Reservas, que es la principal entidad que administra las reservas de hidrocarburos en PEMEX. Este procedimiento de certificación interno se lleva a cabo conforme a la guía interna para la estimación y clasificación de reservas probadas, que se basa en las reglas y definiciones de la SEC. La Gerencia de Recursos y Reservas, que además supervisa y conduce la auditoría interna de todo el proceso, se integra totalmente de profesionales como son geólogos, geofísicos y petrofísicos; con experiencia en ingeniería de yacimientos. Los ingenieros que participan en el proceso de estimación de reservas cuentan con experiencia en: simulación de yacimientos petroleros; desarrollo y terminación de la perforación de pozos; análisis de la presión, volumen y temperatura (PVT); análisis del NODAL (instrumento analítico utilizado en la predicción del rendimiento de los diversos elementos que comprende el sistema de producción) y diseño de la estrategia en campos desarrollados. Además, todo nuestro personal ha sido certificado por la Secretaría de Educación Pública, la mayoría cuenta con maestría, como es: ingeniería petrolera, geología y geofísica; y cuentan con un promedio de 10 años de experiencia profesional.

Adicionalmente a lo anterior, las estimaciones finales de las reservas son auditadas por 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 97.8% del total de las reservas probadas de PEMEX. El 2.2% restante consiste en reservas localizadas en ciertas áreas, en las cuales, los servicios de perforación son proporcionados por un tercero a PEMEX. Bajo esos acuerdos el tercero a cargo de la perforación, es responsable de valuar el volumen de las reservas. Netherland certificó las reservas en las Regiones Marina Noreste y en la Región Sur. DeGolyer certificó las reservas que se encuentran en la Región Marina Suroeste y Ryder Scott certificó las reservas de la Región Norte. En los campos asignados a los COPF cada contratista es responsable de estimar el volumen de reservas probadas. La auditoría llevada a cabo por las firmas de ingenieros independientes consiste principalmente en lo siguiente: (i) El análisis de los datos históricos estáticos y dinámicos del yacimiento, proporcionados por PEMEX; (ii) Construcción o actualización de los modelos de caracterización estática y dinámica de los campos mexicanos; (iii) Análisis económico de los campos seleccionados y (iv) Revisión de la producción pronosticada y la estimación de las reservas.

Debido a que las estimaciones de reservas son por definición, una estimación no se puede verificar su exactitud. Pero los ingenieros independientes llevan a cabo una revisión detallada de las reservas estimadas, para expresar una opinión sobre si, en su conjunto, las reservas estimadas por PEMEX son razonables, determinadas y presentadas de conformidad con los métodos y procedimientos de valuación de ingeniería petrolera generalmente aceptados.

Todos los cuestionamientos, incluyendo las sugerencias de modificación a las reservas estimadas que surgieron durante el proceso de revisión de las Firmas de Ingenieros independientes fueron atendidos en su momento por PEMEX, a la entera satisfacción de las Firmas. De tal forma que las Firmas de Ingenieros Independientes concluyeron que los volúmenes totales de las reservas probadas de crudo y gas de PEMEX, en su conjunto, han sido preparadas razonablemente conforme a la Regla 4-10 (a) de la Regulación S-X de la SEC, siendo consistentes con las prácticas internacionales para reportar las reservas, y están de conformidad con las disposiciones para revelar las reservas revisadas de crudo y gas, de acuerdo con el ASC Topic 932.

El total de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de crudo, condensados e hidrocarburos líquidos, de PEMEX, provenientes de las plantas de proceso disminuyeron en 7.1% en 2014, pasando de 11,079 Millones de Barriles (MMb) al 31 de diciembre de 2013 a 10,292 MMb al 31 de diciembre de 2014. En 2014 las reservas probadas desarrolladas de crudo, condensados e hidrocarburos líquidos provenientes de las plantas de proceso, disminuyeron en 3.0%, es decir, pasaron de 7,360 MMb en 2013 a 7,142 MMb en 2014. Los decrementos anteriores son básicamente consecuencia de los campos asignados a PEMEX en la llamada Ronda Cero de la Reforma Energética y de una disminución en las actividades relacionadas al desarrollo de campos debido a la terminación de 511 pozos, esto es, 265 pozos menos que en 2013. En 2014 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos, fueron insuficientes para compensar el nivel de producción, el cual fue de 1,001 MMb de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 11.5% en 2014, pasando de 12,273 Miles de Millones de Pies Cúbicos (MMMpc) en 2013 a 10,859 MMMpc en 2014. Las reservas probadas desarrolladas de gas seco disminuyeron 9.7%, al pasar de 7,461 MMMpc en 2013 a 6,740 MMMpc en 2014. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco disminuyeron en 14.4% en 2014, de 4,811 MMMpc en 2013 a 4,119 MMMpc en 2014. Estas ligeras reducciones se explican principalmente por el hecho de que los campos asignados a PEMEX en la llamada Ronda Cero de la Reforma Energética fueron inferiores al 100% y a la disminución en las actividades de desarrollo de campos durante 2014. La cantidad de reservas probadas de gas seco en 2014 fue insuficiente para mantener el nivel de producción en 2014 la cual fue de 1,511 MMMpc de gas seco.

Por otro lado, las actividades de desarrollo de campos así como las revisiones al comportamiento de la presión-producción de los yacimientos, realizadas durante 2014, permitieron reclasificar reservas probadas no desarrolladas, probables y posibles a reservas probadas desarrolladas por 986.9 Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (MMbpce). Las actividades anteriores implicaron una inversión de \$ 188,951,000. Los únicos dos campos que contienen volúmenes considerables de reservas probadas y que han permanecido como no desarrollados por más de 5 años son Ayatsil y Ayin, localizados costa afuera. Estos campos permanecen sin desarrollarse debido al retraso en la construcción, dadas ciertas características únicas de los mismos. En particular, el diseño del plan de desarrollo del campo Ayatsil, el más grande de los dos, ha requerido de tiempo adicional debido a la complejidad del proyecto, el cual se espera represente el primer proyecto de PEP costa fuera produciendo petróleo crudo extra pesado. Para el caso del campo Ayatsil, tres plataformas de perforación fueron instaladas durante el año 2014 y se espera iniciar su desarrollo durante 2015; PEMEX también espera durante 2015 continuar desarrollando el campo Ayin.

Como parte de las asignaciones de la Ronda Cero, se recibieron asignaciones temporales por dos años correspondientes a algunos bloques cuya reserva probada es de aproximadamente 398 millones de barriles de crudo equivalente.

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

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

	Crudo y condensados ⁽²⁾ (MMb)	Gas seco ⁽³⁾ (MMMpc)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		
Reservas probadas desarrolladas	7,141	6,740
Reservas probadas no desarrolladas	<u>3,151</u>	<u>4,119</u>
Total de reservas probadas	<u>10,292</u>	<u>10,859</u>

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

- (1) PEMEX no produce petróleo o gas sintético, ni extrae otros recursos naturales de los cuales puede producirse petróleo o gas sintético.
- (2) Las reservas de crudo y condensados incluyen fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas procesadoras de gas natural ubicadas en los campos.
- (3) La producción referida es de gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe una disminución en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

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

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		(MMMpc)	
Al 1° de enero	11,079	11,424	11,362
Revisiones ⁽²⁾	95	630	1,012
Delimitaciones y descubrimientos	119	62	103
Producción	<u>(1,001)</u>	<u>(1,037)</u>	<u>(1,053)</u>
Al 31 de diciembre	<u>10,292</u>	<u>11,079</u>	<u>11,424</u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	7,141	7,360	7,790
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	3,151	3,719	3,634

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

- (1) Las reservas de crudo y condensados incluyen la fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas de procesamiento de gas natural localizadas en los campos.
- (2) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos y revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado.

Reservas de gas seco

	<u>2014</u>	<u>2013</u> (MMMpc)	<u>2012</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	12,273	12,713	12,734
Revisiones ⁽¹⁾	4	1,010	1,377
Delimitaciones y descubrimientos	93	89	162
Producción ⁽²⁾	<u>(1,511)</u>	<u>(1,539)</u>	<u>(1,560)</u>
Al 31 de diciembre	<u>10,859</u>	<u>12,273</u>	<u>12,713</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:			
Al 1° de enero	6,740	7,461	7,951
Revisiones ⁽¹⁾			
Delimitaciones y descubrimientos	4,119	4,811	4,762

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

- (1) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos y revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado.
- (2) La producción se refiere al gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un encogimiento en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

La Tasa de Restitución de Reserva (TRR) para un período se calcula dividiendo la suma total de reservas probadas, generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones de las reservas entre la producción total del período. La TRR de PEMEX en 2014 fue de 67.4%, 0.4 puntos porcentuales menos que la TRR de 2013 de 67.8%. La TRR de 67.4% de 2014 considera una variación de reserva probada de 870.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente generada por las actividades de exploración y desarrollo del año. Con base en la aplicación de la Ronda Zero a PEMEX le corresponde una variación de reserva probada de 233.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que implicó un impacto de 637.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de aquellos campos que no le fueron asignados a PEMEX.

El hecho de que la TRR sea menor que el 100% en 2015 representa una disminución en las reservas probadas de PEMEX durante este período. Este decremento en la TRR principalmente fue causada por la reducción de actividades relacionadas al desarrollo de campos debido a la terminación de 265 pozos menos que en 2013, lo que representó una disminución del 34.1% con respecto a 2013.

La meta es que la TRR de PEMEX se incremente durante 2015 y en los años futuros, en parte a través del aumento de las reservas probadas en los años próximos. Lo cual se pretende lograr principalmente mediante el desarrollo de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Aceite Terciario del Golfo, así como también a través de las actividades de delimitación. Estos objetivos fueron establecidos con base en las estimaciones de reservas, las cuales están sujetas a la incertidumbre y riesgos asociados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Adicionalmente, las decisiones futuras respecto a los niveles de inversión en exploración y explotación autorizados pueden conducir a cambios en el mismo sentido.

La relación reserva-producción (RRP), la cual resulta de dividir las reservas remanentes al final del año que corresponde, entre el total de la producción de hidrocarburos de ese año, resultó de 9.6 años para las reservas probadas al 31 de diciembre de 2014, lo que representa una disminución del 4.9% comparada con la RRP del 2013 de 10.1 años.

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

Las tablas de medición estándar que se presentan a continuación se refieren a las reservas probadas de crudo y gas, excluyendo las reservas probadas que están programadas para iniciar su producción a partir del año 2039. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.

Los flujos de efectivo futuros de la producción estimados, se calculan aplicando los precios promedio del crudo y del gas al primer día de cada mes del año 2014. Los costos de desarrollo y producción son aquellos gastos futuros estimados, necesarios para desarrollar y producir las reservas probadas al fin de año, después de aplicar una tasa de descuento del 10% a los flujos netos de efectivo, considerando condiciones económicas constantes al cierre de año.

Los gastos futuros por impuestos se calculan aplicando las tasas de impuestos y derechos aplicables, considerando las tasas de impuestos y derechos del nuevo régimen fiscal de PEP, vigente para el ejercicio 2015 a los flujos de efectivos netos futuros antes de impuestos relativos a las reservas de petróleo y gas.

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

La medida estándar proporcionada más abajo representa únicamente un valor de evaluación comparativo, no es una estimación de los flujos futuros de efectivo esperados o el valor justo de los derechos de producción de PEMEX. Existen innumerables incertidumbres en la estimación de las cantidades de reservas probadas y en la proyección de tasas futuras de producción y del tiempo de la erogación de gastos, incluyendo muchos factores más allá del control del productor. En consecuencia las estimaciones de reservas pueden diferir materialmente de las cantidades de petróleo crudo y gas que finalmente sean recuperadas.

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

	2014	2013	2012
Flujos de efectivo	US\$ 757,794	US\$ 931,874	US\$ 974,411
Costos de producción futuros (sin impuestos)	(112,421)	(135,211)	(124,485)
Costos futuros de desarrollo	(37,019)	(46,339)	(46,146)
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	608,353	750,324	803,780
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	(543,743)	(634,371)	(664,343)
Flujos netos de efectivo	64,610	115,953	139,437
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	(19,949)	(34,996)	(41,913)
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	US\$ 44,661	US\$ 80,957	US\$ 97,524

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

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

Cambios en la medición estándar de flujo futuros de efectivos netos

	<u>2014</u>	<u>2013</u> (en millones de dólares)	<u>2012</u>
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	US\$ (69,582)	US\$ (82,802)	US\$ (87,609)
Cambios netos en los precios y costos de producción	(79,617)	(61,268)	(58,215)
Extensiones y descubrimientos	3,022	4,280	6,315
Costos de desarrollos incurridos durante el año	14,215	14,224	11,431
Cambios en costos estimados de desarrollo	(7,086)	(12,625)	(17,466)
Revisiones de reserva y cambio de fecha	(13,432)	49,091	58,150
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo	51,504	54,280	56,921
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto	<u>64,678</u>	<u>18,253</u>	<u>(9,899)</u>
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	<u>US\$ (36,296)</u>	<u>US\$ (16,567)</u>	<u>US\$ (40,372)</u>
Medición estandarizada:			
Al 1° de enero	US\$ 80,957	US\$ 97,524	US\$ 137,896
Al 31 de diciembre	<u>44,661</u>	<u>80,957</u>	<u>97,524</u>
Variación	<u>US\$ (36,296)</u>	<u>US\$ (16,567)</u>	<u>US\$ (40,372)</u>

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

En el cálculo de los importes correspondientes a cada factor de cambio, los efectos de las variaciones en precios y costos se calculan antes de los efectos de los cambios en las cantidades. En consecuencia, los cambios en las reservas se calculan a precios y los costos al 31 de diciembre.

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

ANEXO 3
DONATIVOS Y DONACIONES



1. **Autorizaciones**
2. **Distribución Regional**
3. **Informe de la donación de bienes muebles autorizados o dictaminados por los Comités de Bienes Muebles de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en 2014**



1. Autorizaciones

El numeral Vigésimo Quinto, Fracción I de los Criterios y Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios establece: "Autorizar, en términos de las disposiciones aplicables, la previsión presupuestaria anual y sus modificaciones, de donativos y de donaciones de productos que se podrán otorgar, tomando en cuenta el importe anual del gasto programable autorizado a Pemex y sus Organismos Subsidiarios", así como lo establecido en el numeral Séptimo de los presentes Criterios y Lineamientos, especialmente en lo que se refiere a los indicadores para la distribución de Donativos y Donaciones.

En virtud de lo anterior, el Consejo de Administración de Pemex autorizó en su Sesión 866 Extraordinaria, mediante acuerdo CA-002/2014 del 17 de enero de 2014, la cantidad de 3 mil 646 millones 127 mil 782 pesos como Previsión Presupuestaria Anual de Donativos y Donaciones de Productos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, distribuidos en 1,001 millones 500 mil 808 pesos para donativos en efectivo y 2 mil 644 millones 626 mil 974 pesos para donaciones en producto; de los cuales corresponden 1 mil 75 millones 152 mil 519 pesos a asfalto y 1 mil 569 millones 474 mil 455 pesos a combustibles.


**Integración del presupuesto para donativos y donaciones
Autorizaciones al 31 de diciembre de 2014**

Presupuesto	Donativos en Efectivo Pesos	Donaciones en Especie				Subtotal Pesos	Total Donativos y Donaciones Pesos
		Asfalto		Combustibles			
		Toneladas	Pesos	Litros	Pesos		

Integración del Presupuesto

Presupuesto autorizado Anual CA-002/2014 del 17-01-2014	1,001,500,808	121,000	1,075,152,519	132,000,000	1,569,474,455	2,644,626,974	3,646,127,782
---	---------------	---------	---------------	-------------	---------------	---------------	---------------

Recursos ejercidos

Total	250,000,000	115,165	1,175,157,380	117,418,047	1,430,472,329	2,606,629,703	2,856,629,703
Diferencia con respecto a la previsión presupuestal autorizada	751,500,808	5,835	-101,004,951	14,581,953	139,002,132	37,997,271	789,498,079



2. Distribución Regional

El numeral Séptimo, Fracción I, de los Criterios y Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios establece: "Destinar cuando menos el 90% del presupuesto autorizado para donativos y donaciones, a zonas prioritarias" para la operación de Pemex y sus Organismos Subsidiarios, siendo éstas los Estados de Campeche, Chiapas, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz.

La fuerte problemática que se presenta en Estados no Petroleros, donde Petróleos Mexicanos desarrolla importantes actividades de almacenamiento, transportación, distribución y comercialización, hizo necesario incrementar el monto de recursos, con el objetivo de apoyarlos para la atención de las afectaciones de carreteras, caminos y rutas de acceso a instalaciones petroleras ocasionadas por los fenómenos meteorológicos; fortalecer las relaciones de colaboración con los gobiernos estatales en materia de seguridad, combate al mercado ilícito de combustibles, protección y vigilancia de las instalaciones petroleras, que permitan disminuir las tomas clandestinas; y participar en los esfuerzos del Gobierno Federal para el cumplimiento del Plan Michoacán, que tiene como propósito restablecer las bases de desarrollo integral en el Estado, a través del trabajo coordinado entre las dependencias federales.

Ante esta situación el Consejo de Administración, mediante Acuerdo CA-099/2014 del 3 de octubre de 2014, autorizó destinar cuando menos el 70% del presupuesto autorizado a zonas prioritarias, y hasta el 30% restante, tanto a zonas prioritarias como a no prioritarias, como excepción a lo previsto en el numeral Séptimo, fracciones I y II, de los "Criterios y Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios".



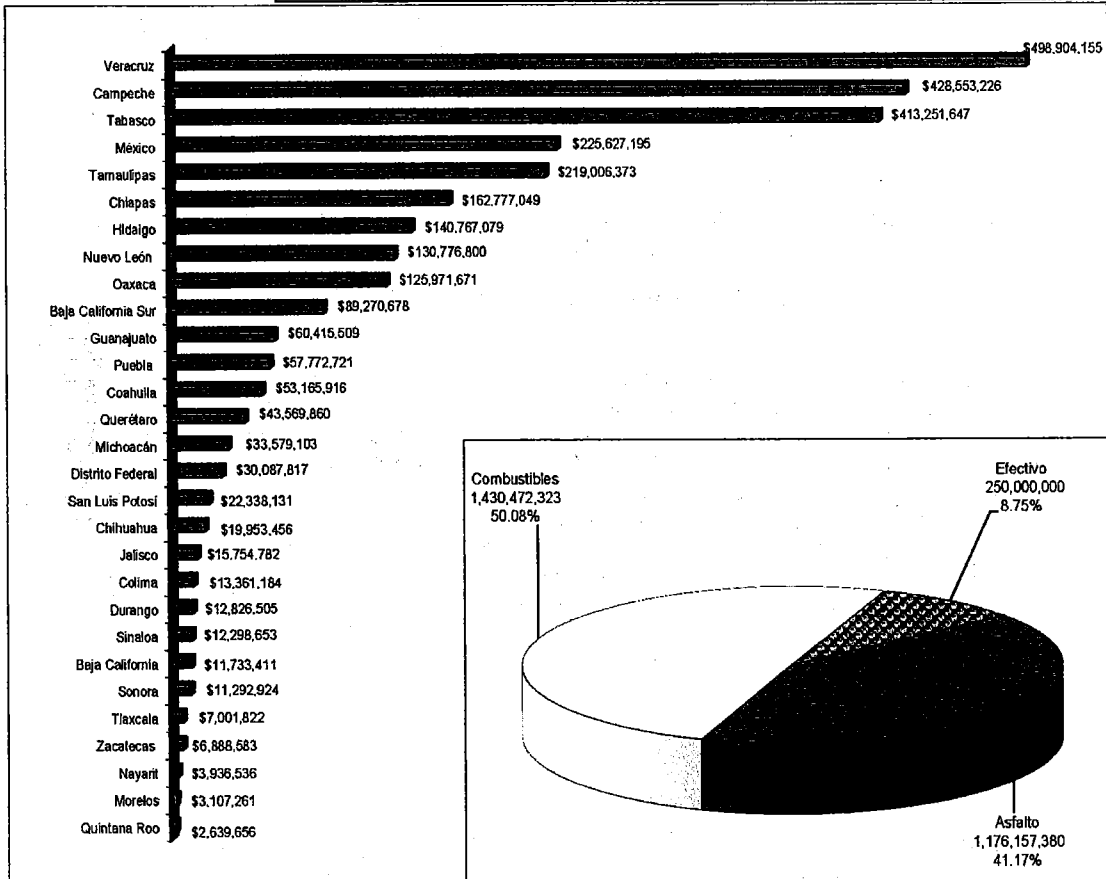
**Donativos y Donaciones 2014
Distribución Regional
Autorizaciones por entidad federativa y concepto**

Entidad	Donativos	Toneladas		Combustibles		Subtotal	Total
		Toneladas	Valor	Litros	Valor		
Entidades donde realiza mayor actividad la Industria Petrolera							
Campeche	30,000,000	9,000	93,217,820	24,923,000	305,335,406	398,553,226	428,553,226
Chiapas	3,000,000	10,000	104,941,372	4,500,000	54,835,677	159,777,049	162,777,049
Tabasco	75,376,019	10,900	111,078,172	18,580,000	226,797,456	337,875,628	413,251,647
Tamaulipas	-	10,860	111,432,884	9,140,000	107,573,489	219,006,373	219,006,373
Veracruz	70,572,365	22,455	231,117,579	15,970,000	197,214,211	428,331,790	498,904,155
Subtotal	178,948,384	63,215	651,767,827	73,113,000	691,756,239	1,543,544,066	1,722,492,450
60.3 %							
Entidades con mediana presencia petrolera							
Coahuila	-	3,740	38,762,139	1,200,000	14,403,777	53,165,916	53,165,916
Guanajuato	8,000,000	4,000	40,230,978	1,000,000	12,184,531	52,415,509	60,415,509
Hidalgo	-	11,120	110,816,377	2,500,000	29,950,702	140,767,079	140,767,079
Nuevo León	15,000,000	6,870	70,390,944	3,735,000	45,385,856	115,776,800	130,776,800
Oaxaca	6,951,616	4,600	47,522,064	5,806,147	71,497,991	119,020,055	125,971,671
Puebla	-	2,820	29,131,422	2,320,000	28,641,299	57,772,721	57,772,721
San Luis Potosí	-	1,400	14,039,272	685,000	8,298,859	22,338,131	22,338,131
Subtotal	29,951,616	34,558	350,893,196	17,246,147	210,363,015	561,256,211	591,207,827
20.7 %							
TOTAL PRIORITARIOS	208,900,000	97,765	1,002,681,023	90,359,147	1,102,119,254	2,104,800,277	2,313,700,277
81.0 %							
Entidades del resto del país							
Aguascalientes	-	-	-	-	-	-	-
Baja California	-	1,000	9,224,378	200,000	2,509,033	11,733,411	11,733,411
Baja California Sur	-	4,600	44,463,754	3,713,000	44,806,924	89,270,678	89,270,678
Chihuahua	-	200	1,993,100	1,460,000	17,960,356	19,953,456	19,953,456
Colima	-	800	8,343,119	400,000	5,018,065	13,361,184	13,361,184
Distrito Federal	25,600,000	320	3,261,011	100,000	1,226,806	4,487,817	30,087,817
Durango	-	560	5,727,215	569,500	7,099,290	12,826,505	12,826,505
Guerrero	-	-	-	-	-	-	-
Jalisco	-	1,040	10,438,266	426,400	5,316,516	15,754,782	15,754,782
México	15,500,000	3,550	36,303,989	14,370,000	173,823,206	210,127,195	225,627,195
Michoacán	-	1,620	15,984,906	1,450,000	17,594,197	33,579,103	33,579,103
Morelos	-	300	3,107,261	-	-	3,107,261	3,107,261
Nayarit	-	200	1,993,100	160,000	1,943,436	3,936,536	3,936,536
Querétaro	-	1,120	11,215,929	2,690,000	32,353,931	43,569,860	43,569,860
Quintana Roo	-	200	2,098,827	45,000	540,829	2,639,656	2,639,656
Sinaloa	-	200	2,084,044	815,000	10,214,609	12,298,653	12,298,653
Sonora	-	680	6,827,517	380,000	4,465,407	11,292,924	11,292,924
Tlaxcala	-	400	4,113,664	230,000	2,888,158	7,001,822	7,001,822
Yucatán	-	-	-	-	-	-	-
Zacatecas	-	610	6,296,277	50,000	592,306	6,888,583	6,888,583
Subtotal	41,100,000	17,400	173,476,357	27,058,900	328,353,069	501,829,426	542,929,426
19.0 %							
Total	250,000,000	115,165	1,176,157,380	117,418,047	1,430,472,323	2,606,629,703	2,856,629,703

FUENTE: GERENCIA DE DESARROLLO SOCIAL.



Donativos y Donaciones 2014
Autorizaciones por Entidad Federativa
(cifras en pesos)



FUENTE: GERENCIA DE RESPONSABILIDAD Y DESARROLLO SOCIAL.



3. Informe de la donación de bienes muebles autorizados o dictaminados por los Comités de Bienes Muebles de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en 2014

De conformidad con los numerales Vigésimo Primero, Vigésimo Octavo Fracción II y Vigésimo Noveno Fracción I de los Criterios y Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se presenta el Informe de los Bienes Muebles que ya no son útiles para los fines y objetos legales de Pemex y sus Organismos Subsidiarios, que hayan autorizado sus Directores Generales o de los que hayan aprobado sus Comités de Bienes Muebles para el caso de donación de bienes muebles, los cuales alcanzan un monto de 33 millones 411 mil 726 pesos, 62.63% más de lo donado en 2013 que ascendió a 21 millones 889 mil 110 pesos. Del total de donaciones de bienes muebles autorizados, el 57.77% corresponde al Organismo Subsidiario Pemex Refinación con un monto de 19 millones 304 mil 179 pesos.



**PETROLEOS MEXICANOS
DONACION DE BIENES MUEBLES 2010 - 2014**

(Cifras en pesos)

Organismo	2010	2011	2012	2013	2014	Total
PEMEX CORPORATIVO	14,590	207,117	46,097	50,771	273,152	591,727
PEMEX REFINACIÓN	56,988,725	71,544,654	56,999,156	16,824,225	19,304,179	221,660,938
PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	27,690,107	-	-	-	-	27,690,107
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	4,807,085	49,360,678	4,534,037	4,115,861	13,735,860	76,553,521
PEMEX PETROQUÍMICA	14,756,705	6,104,970	1,204,823	898,253	98,535	23,063,286
TOTAL AUTORIZADO	107,257,212	127,217,119	62,738,113	20,819,110	39,411,726	349,453,360

Fuente: Comité de Bienes Muebles de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios.


**PETRÓLEOS MEXICANOS
DONACIÓN DE BIENES MUEBLES 2014**

En cumplimiento al numeral Cuadragésimo de los Criterios y Lineamientos en Materia de Donativos y Donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se presenta el Informe de los bienes muebles no útiles para los fines y objetos legales de Pemex y de sus Organismos Subsidiarios, que autorizaron durante el ejercicio presupuestario de 2014, Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, a través de sus Directores Generales o de los Comités de Bienes Muebles correspondientes.

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Entidad	Beneficiario	Descripción de los bienes	Valor (Pesos)
Campeche	Municipio de Carmen	2 autobuses	\$475,678.19
Campeche	Municipio de Palizada	1 autobus	\$235,178.19
Chiapas	Municipio de Ocosingo	100 piezas de tubería	\$665,370.54
Chiapas	Municipio de Bochil	100 piezas de tubería	\$665,370.54
Distrito Federal	Comisión Nacional de Libros de Texto Gratuitos (CONALITEG)	60 toneladas de papel y cartón de desecho	\$15,123.09
Tabasco	Municipio de Cárdenas	2 autobuses	\$467,696.47
Tabasco	Municipio de Centla	2 autobuses	\$468,457.40
Tabasco	Municipio de Comalcalco	6 vehículos	\$310,250.00
Tabasco	Municipio de Comalcalco	1 autobus	\$236,300.00
Tabasco	Municipio de Jonuta	1 autobus	\$302,612.77
Tabasco	Municipio de Nacajuca	1 autobus	\$238,500.00
Tabasco	Gobierno del Estado	1 autobus	\$240,700.00
Tabasco	Municipio de Paraiso	3 autobuses	\$723,426.21
Tabasco	Municipio de Cárdenas	5 vehículos	\$617,040.00
Tabasco	"Mujeres Cardenenses contra el Cáncer de Mama (MUCAM), A. C." en el Municipio de Cárdenas	1 vehículo	\$140,000.00
Tabasco	Municipio de Jalapa	4 vehículos	\$236,701.20
Tabasco	Municipio de Macuspana	4 vehículos	\$548,000.00
Tabasco	Municipio de Jonuta	5 vehículos	\$429,300.00
Tabasco	Municipio de Cunduacán	6 vehículos	\$650,250.00
Tabasco	Central de Abastos	20 piezas de tubería	\$102,364.27
Tabasco	Conservación de la Biodiversidad del Usumacinta	98 piezas de tubería	\$292,353.98
Tabasco	Municipio de Jalapa	104 piezas de tubería	\$554,417.14
Tabasco	Centro de Interrelación y Convivencia con la Naturaleza YUMKA	125 piezas de tubería	\$567,613.46
Tabasco	Centro de Interrelación e Innovación para la Enseñanza y Aprendizaje, Municipio de Teapa	211 piezas de tubería	\$569,127.83
Tabasco	Municipio de Tenosique	76 piezas de tubería	\$551,658.37
Tabasco	Unidad de Manejo para la Conservación de Vida Silvestre "La Encantada"	79 piezas de tubería	\$206,236.91
Tabasco	Municipio de Centla	5 vehículos	\$443,700.00
Tabasco	SERNAPAM	108 piezas de tubería	\$644,344.92
Tabasco	Municipio de Macuspana	253 piezas de tubería	\$672,172.59

Entidad	Beneficiario	Descripción de los bienes	Valor (Pesos)
Tabasco	Institución educativa en el Municipio de Cunduacán	2 equipos de cómputo	\$3,800.00
Tabasco	Institución educativa en el Municipio de Cunduacán	2 equipos de cómputo	\$3,800.00
Tabasco	Institución educativa en el Municipio de Cunduacán	2 equipos de cómputo	\$3,800.00
Tabasco	Institución educativa en el Municipio de Macuspá	6 equipos de cómputo	\$10,800.00
Tabasco	Institución educativa en el Municipio de Comalcalco	4 equipos de cómputo	\$7,200.00
Tabasco	Institución educativa en el Municipio de Jalpa de Méndez	3 equipos de cómputo	\$5,400.00
Vera Cruz	Municipio de Coatzacoalcos	1 autobús	\$241,700.00
Vera Cruz	Municipio de las Choapas	5 vehículos	\$665,988.28
Vera Cruz	Municipio de Agua Dulce	6 vehículos	\$669,400.00
Vera Cruz	Municipio de Chicontepec	120 tubos	\$3,058.52
Vera Cruz	Municipio de Tecolutla	500 tubos	\$13,132.00
Vera Cruz	Municipio de Tamiagua	440 tubos	\$11,556.16
Vera Cruz	Municipio de Gutiérrez Zamora	100 tubos	\$2,626.40
Vera Cruz	Municipio de Tecolutla	280 tambores	\$6,232.82
Vera Cruz	Municipio de Gutiérrez Zamora	78 tambores	\$1,661.78
Vera Cruz	Municipio de Ixhuatlán de Madero	500 tambores	\$11,130.06
Vera Cruz	Municipio de Tihuatlán	190 tubos	\$4,999.28
TOTAL PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN			\$13,735,860.32

PEMEX REFINACIÓN			
Entidad	Beneficiario	Descripción de los bienes	Valor (Pesos)
Agua Calientes	Municipio de Pabellón de Arteaga	1 vehículo	\$110,260.87
Baja California	Municipio de Ensenada	1 autotanque	\$708,943.72
Campeche	Sia. Marina, 7a Zona Naval, Lerma	22 mil 610 kg desecho ferroso	\$21,214.98
Chiapas	Gobierno del Estado	500 ton de tubería	\$470,100.00
Colima	Municipio de Manzanillo	1 autotanque	\$770,591.00
Distrito Federal	CONALITEG	5 toneladas de desecho de papel viruta de color	\$1,722.50
Distrito Federal	CONALITEG	15 toneladas de papel viruta de color	\$5,155.50
Distrito Federal	CONALITEG	4 toneladas de papel archivo	\$1,555.60
Distrito Federal	CONALITEG	40 toneladas de papel viruta de color	\$13,768.00
México	Municipio de Tonantla	1 vehículo	\$88,550.00
México	Municipio de Chapa de Mota	1 autotanque	\$728,539.72
México	Municipio de Tlalnepanitla de Baz	1 vehículo	\$90,274.00
México	Municipio de Axapusco	1 vehículo	\$127,801.00
Guajuato	Municipio de Celaya	10 computadoras 1 vehículo	\$238,361.67
Guajuato	DIF Irapuato	1 vehículo	\$146,490.00
Guajuato	Municipio de Irapuato	2 vehículos	\$245,456.13

Entidad	Beneficiario	Descripción de los bienes	Valor (Pesos)
Guanajuato	Municipio de Uriangato	1 autotanque	\$770,591.00
Guanajuato	Colegio de Educación Profesional Técnica del Estado de Guanajuato, Plantel Salamanca	10 tabletas digitalizadoras de planos catalogadas como desecho ferroso	\$358.50
Guanajuato	Municipio de Salamanca	2 vehículos	\$220,521.74
Guerrero	Municipio de Iguala	1 autotanque	\$692,700.00
Hidalgo	Municipio de Almoloya	8 mil kg desecho ferroso vehicular	\$18,012.00
Hidalgo	Municipio de Santiago Tulantepec	6 computadoras	\$56,491.20
Hidalgo	Municipio de San Agustín Tlaxiaca	1 vehículo	\$180,000.00
Hidalgo	Ejido Mixquahuala	1 computadora 1 vehículo	\$97,824.66
Hidalgo	Escuela Telesecundaria No. 78, Municipio Tula de Allende	15 computadoras	\$143,162.65
Hidalgo	Centro Estudios Tecnológicos Industrial y de Servicios No. 26, Municipio Atlatlahuala	20 computadoras	\$193,017.70
Hidalgo	Escuela Telesecundaria No. 774 "Cuauhtémoc", Municipio Tlahuelilpan	5 equipos de cómputo	\$47,076.00
Hidalgo	Municipio de Santiago Tulantepec	1 vehículo	\$115,419.1
Jalisco	Municipio de Degollado	1 autotanque	\$708,943.7
Jalisco	Municipio de Guadalajara	15 computadoras	\$141,228.0
Jalisco	Municipio de Zapopan	2 autotanques	\$1,417,887.44
Michoacán	Comunidad Indígena de Cherán	2 computadoras	\$18,830.40
Michoacán	Colegio Estudios Científicos y Tecnológicos del Edo. Michoacán, Plantel Perjamillo	4 computadoras 4 impresoras	\$204,220.31
Michoacán	Gobierno del Estado	9 mil 295 kg de tubería	\$103,427.32
Michoacán	Comunidad Indígena de Cherán	1 autotanque	\$791,891.00
Michoacán	Bomberos Voluntarios de Michoacán, I.A.P.	1 autotanque	\$904,391.00
Nuevo León	Municipio de Sabinas Hidalgo	1 autotanque	\$636,915.70
Nuevo León	Municipio de Pesquería	2 vehículos	\$113,492.25
Oaxaca	Ejido Chivela en el Municipio de Asunción Ixtaltepec	10 computadoras 2 vehículo	\$376,859.19
Oaxaca	Ejido Boca del Río Municipio Salina Cruz	11 computadoras 2 vehículos	\$393,179.36
Oaxaca	Municipio de Salina Cruz	100 tambos	\$2,233.44
Oaxaca	Comunidad Agraria Barrio de Lieza, Municipio de Santo Domingo Tehuantepec	1 mil kg de desecho ferroso	\$938.00
Oaxaca	Comunidad Agraria Santa Cruz Tagolaba, Municipio de Santo Domingo Tehuantepec	1 mil kg de desecho ferroso	\$938.00
Oaxaca	Comunidad Agraria Santa María Mixtequilla, Municipio de Santa María Mixtequilla	1 mil kg de desecho ferroso	\$938.00
Oaxaca	Comunidad Agraria Barrio de Lieza, Municipio de Santo Domingo Tehuantepec	10 computadoras 1 vehículo	\$205,295.07
Oaxaca	Comunidad Agraria Santa Cruz Tagolaba, Municipio de Santo Domingo Tehuantepec	10 computadoras 1 vehículo	\$201,334.41

Entidad	Beneficiario	Descripción de los bienes	Valor (Pesos)
Oaxaca	Comunidad Agraria Santa María Mixtequilla, Municipio de Santa María Mixtequilla	10 computadoras 1 vehículo	\$194,457.37
Oaxaca	Municipio de San Blas Atempa	100 tambos	\$2,230.53
Oaxaca	Organización de Usuarios de Riego Ixtaltepecanos, Municipio de Ixtaltepec	1 vehículo	\$32,824.14
Oaxaca	Municipio de Santo Domingo Tehuantepec	2 vehículos	\$190,448.28
Puebla	Municipio de San Martín Texmelucan	1 autotanque	\$762,450.00
San Luis Potosí	Municipio de Ciudad Valles	22 mil 928 kg desecho ferroso	\$21,500.41
Sinaloa	Municipio de Ahome	1 autotanque	\$708,943.72
Sonora	Municipio de Benito Juárez	1 autotanque	\$708,943.72
Sonora	Municipio de Navojoa	2 autotanques	\$1,417,887.44
Sonora	Municipio de Cajeme	1 autotanque	\$886,179.65
Sonora	Municipio de Guaymas	30 computadoras	\$286,385.10
Tamaulipas	Municipio de Victoria	1 vehículo	\$113,208.42
Veracruz	Cuerpo de Bomberos y Paramédicos Voluntarios de Ciudad Mendoza	1 autotanque	\$762,450.00
Veracruz	Municipio de Chinameca	1 vehículo	\$121,288.29
Veracruz	Municipio de Ozuluama	1 autotanque	\$546,477.00
Veracruz	Ejido El Julie, Municipio Sayula de Alemán	44 mil 200 kg de desecho ferroso	\$41,472.86
TOTAL PEMEX REFINACIÓN			\$19,304,178.69
PEMEX CORPORATIVO			
Distrito Federal	Comisión Nacional de Libros de Texto Gratuitos (CONALITEG)	67,437 Kg de papel y cartón de desecho	\$27,647.06
Distrito Federal	Comisión Nacional de Libros de Texto Gratuitos (CONALITEG)	80,772 Kg de papel y cartón de desecho	\$31,038.59
Distrito Federal	Gobierno del Distrito Federal, Central de Abastos	400 tambos de lámina y 200 tambos de plástico	\$22,485.30
Michoacán	Gobierno del Estado	156 equipos de cómputo	\$191,980.67
			\$273,151.62
PEMEX PETROQUÍMICA			
Veracruz	Instituto Tecnológico Superior de Poza Rica	7 equipos de laboratorio	\$98,535.00
			\$98,535.00
TOTAL			\$33,411,725.63

Fuente: Comité de Bienes Muebles de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios.

Anexo 4
Cumplimiento de las metas 2014

Cumplimiento de las metas 2014

El comparativo se realiza considerando aquellas metas que se ajustaron como consecuencia de la asignación presupuestal aprobada por el Congreso de la Unión.

Objetivo / Indicador	Resp.	2014		Referencia
		Real	Meta	
Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación				
Incorporación de reservas 3P (MMMbpce) _{1/}	PEP	0.854 _{2/}	1.461	N.A.
Tasa de restitución de reservas probadas (%) _{1/}	PEP	67.4	≥100	134 _{3/}
Incrementar la producción de hidrocarburos				
Producción de crudo (Mbd)	PEP	2,429	2,520	N.A.
Producción de gas natural (MMpcd) _{4/}	PEP	5,758	6,069	N.A.
Obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción				
Aprovechamiento de gas natural (%) _{4/}	PEP	96.2	98.6	N.A.
Costo de producción (US\$/bpce) _{1/}	PEP	8.11	≤7.75	11.23 _{5/}
Costo de descubrimiento y desarrollo (US\$/bpce) _{1/1/}	PEP	17.97	≤17.40	N.D.
Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación				
Rendimiento de gasolinas y destilados (%)	PR	64.9	66.9	75.1 _{6/}
Índice de intensidad energética (índice) _{1/}	PR	140.0	126.0	93.9 _{6/}
Autoconsumos de gas combustible en procesamiento de gas (%) _{1/}	PGPB	4.75	<5.40	<6.0
Índice de consumo de energía (GJ/ton) _{5/1/}	PPQ	8.67	12.0	N.D.
Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico				
Producción de petrolíferos (Mbd) _{7/}	PR	1,206	1,327	N.A.
Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos				
Capacidad adicional de transporte de petrolíferos por ducto (Mbd)	PR	118 _{8/}	115	N.A.
Volumen físico incremental de ductos de transporte de gas natural (Mm ³)	PGPB	136	134	N.A.

Objetivo / Indicador	Resp.	2014 Real	Meta	Referencia
Capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado (Mbd)	PEP	900	1,250	N.A.
Garantizar la operación segura y confiable				
Índice de frecuencia de accidentes (índice) _{i/}	OS/ DCO	0.38	< 0.42 _{9/}	0.47 _{10/}
PEP - Índice de paros no programados (%) _{11/i/}	PEP/ DCO	0.5	1.0	1.0
PR / SP - Índice de paros no programados (%) _{12/13/i/}	PR/ DCO	3.6	4.0	1.0
PGPB / SP - Índice de paros no programados (%) _{12/i/}	PGPB/ DCO	0.3	1.0	1.0
PPQ / SO - Índice de paros no programados (%) _{12/i/}	PPQ/ DCO	3.8	1.0	1.0
Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades				
Emisiones de SOx (Mt)	OS/DCO	606.9	178.3 _{14/}	N.A.
Reuso de agua (MMm ³)	OS/DCO	34.5	42	53 _{15/} 85 _{16/}
Reducción de la generación de residuos peligrosos (%) _{17/}	PR/ PPQ/ DCO	23.88 _{15/}	11.93	N.A.

1/ Reportado anualmente.

2/ Preliminar, no ha concluido el proceso de certificación.

3/ Promedio de las principales compañías, 2011: Exxon, BP, Shell, Conoco, ENI, Chevron, Total, Statoil, Petrobras.

4/ No incluye nitrógeno.

5/ 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.

6/ Informe Solomon 2012. Costa Norteamericana del Golfo de México.

7/ Incluye gas LP.

8/ Incluye incremento de capacidad por 20 Mbd de Poliducto 12^o Minatitlán – Villahermosa (Los trabajos están concluidos, se programó Ventana Operativa por la refinería Minatitlán para hacer integración del sistema en febrero de 2015).

9/ Meta presentada al Consejo de Administración en febrero de 2014.

10/ Oil and Gas Producers. Informe Anual, junio de 2013.

11/ IPNP por pérdida función instalaciones críticas considera 42 instalaciones: SPRMNE (23), SPRMSO (6), SDC (10), SPRS (2), SPRN (1), (compresión alta, booster, turbogeneradores y turbo bombas).

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

13/ IPNP en PR-SP, para conservar la trazabilidad del indicador, a partir de enero de 2014 se realizaron ajustes a los valores históricos (2007 a la fecha).

14/ La meta de SOx corresponde a una reducción de 178.3 Mt respecto al año base 2013, lo que representa una emisión de 303.24 Mt.

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

16/ Dato disponible hasta junio 2015.

17/ Evaluación 2013 del líder del sector.

N.D. No Disponible.

N.A. No Aplica.

i/ Indicador inverso.

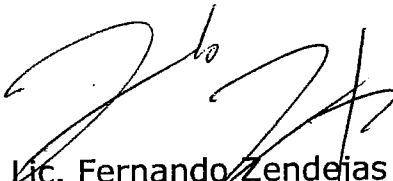
**Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos**

**Sesión 889 Ordinaria
29 de abril de 2015**

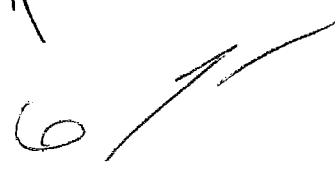
**Acuerdo
CA-075/2015**

**I.2 Informe Anual de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios
correspondiente al ejercicio 2014**

Con fundamento en los artículos 13, fracciones XVII y XXIX, y 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración, previa opinión del Comité de Auditoría, **aprobó** el Informe Anual de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios, correspondiente al ejercicio 2014.



Lic. Fernando Zendejas Reyes
Secretario





PEMEX
Secretaría del Consejo
de Administración

Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

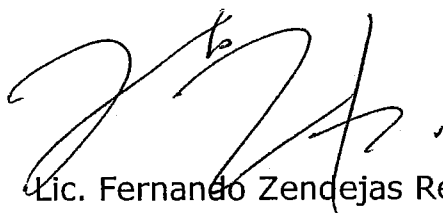
Sesión 889 Ordinaria
29 de abril de 2015

Acuerdo
CA-074/2015

I.1 Evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos en el ejercicio 2014

Con fundamento en los artículos 13, fracciones XVIII y XXIX, y 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración, **emitió** la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos en el ejercicio 2014, en los términos del documento anexo.

Asimismo, **aprobó** que se constituya un grupo de trabajo para revisar las bases y metodología para la evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos en ejercicios posteriores.


Lic. Fernando Zendejas Reyes
Secretario

ACUERDO

Con fundamento en los artículos 13, fracciones XVIII y XXIX, y 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 2014, 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 2014

Presentación

Corresponde al Consejo de Administración evaluar la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos, en términos del artículo 113, fracción V de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Dicha evaluación, junto con el reporte del Director General sobre la marcha de Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, los estados que muestren la situación financiera de la empresa, sus resultados y flujos de efectivo, la explicación y declaración de las principales políticas y criterios contables y de información seguidos y el reporte sobre el ejercicio del presupuesto, integran el informe anual que en abril de cada año se presenta para aprobación del Consejo de Administración y, por conducto de su Presidente, al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión.

Por acuerdo CA-081/2013 del 15 de julio de 2013 el Consejo de Administración aprobó el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo 2014 (POFAT), que determinó las metas operativas para el primer año del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018.

El POFAT es un programa anual que establece las variables operativas de los Organismos Subsidiarios, tales como producción, proceso de crudo y gas, elaboración de productos petrolíferos y petroquímicos, volúmenes de ventas nacionales e internacionales, entre otros. Dicho programa sirve de base para la elaboración del programa financiero que considera las premisas macroeconómicas, los precios internacionales, nacionales e interorganismos, con el fin de reflejar la situación de flujo de efectivo esperada.

El POFAT 2014 consideraba un presupuesto de inversión de 381 mil millones de pesos y de operación de 180 mil millones de pesos; sin embargo, fue modificado en diciembre de 2013 en consistencia con la capacidad global de financiamiento del sector público aprobada por el Congreso de la Unión, autorizando 357 mil millones de pesos en inversión, y 164 mil millones de pesos en operación, lo que dio lugar a una revisión de la programación operativa, mediante el Programa Operativo Anual 2014 (POA).

Al respecto, en el POA 2014 se actualizaron las metas de producción de crudo, producción y aprovechamiento de gas natural y rendimiento de gasolinas y destilados.

El Consejo de Administración en ejercicio de sus atribuciones, analizó la información disponible y previa opinión del Comité de Auditoría, emite su evaluación sobre la ejecución de los programas anuales y el cumplimiento de las metas establecidas en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios 2014-2018.

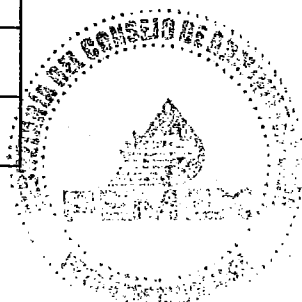
La presente evaluación se formula con base en la información proporcionada por Petróleos Mexicanos en el Informe a que se refiere el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos correspondiente a 2014, los estados financieros consolidados dictaminados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios correspondientes a 2014 elaborados bajo Normas Internacionales de Información Financiera.

El esquema metodológico general empleado considera las evaluaciones individuales por organismo subsidiario respecto del cumplimiento de metas por indicador, el cumplimiento integral, el desempeño financiero y la comparación histórica.

Evaluación

De la información presentada y de los demás elementos analizados, se destacan los indicadores más relevantes, según su incidencia directa en la cadena de valor. Para información más detallada sobre dichos indicadores y otros de incidencia indirecta que no son referidos en el presente documento, se sugiere consultar el Informe Anual de Petróleos Mexicanos correspondiente al ejercicio 2014.

Objetivo / Indicador	2014	
	Real	Meta
Tasa de restitución de reservas probadas (%)	67.4	≥100
Costo de producción (US\$/bpce)	8.22	≤7.75
Producción de crudo (Mbd)	2,429	2,520
Producción de gas natural (MMpcd)	5,758	6,069
Producción de petrolíferos (Mbd)	1,206	1,327
Aprovechamiento de gas natural (%)	96.2	98.6
Rendimiento de gasolinas y destilados (%)	64.9	66.9



Capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado (Mbd)	900	1,250
Capacidad adicional de transporte de petrolíferos por ducto (Mbd)	118	115
Índice de frecuencia de accidentes (índice)	0.38	< 0.42
Emisiones de SOx (Mt)	606.9	178.3 ^{1/}
Balance primario (MM\$)	-90,024	-59,319
Balance financiero (MM\$)	132,683	104,880

1/ La meta de SOx corresponde a una reducción de 178.3 Mt respecto al año base 2013, lo que representa una emisión de 303.24 Mt.

A continuación, se comentan los resultados de los principales indicadores:

En exploración y producción, la tasa de restitución de reservas probadas y la producción resultaron menores a lo programado, asimismo, los costos de producción presentaron un incremento respecto del año anterior, aunque se mantuvieron por debajo de la referencia internacional. La producción de crudo fue inferior en 3.6% respecto a la meta y la de gas natural en 5.1%. La tasa de restitución de reservas probadas fue 32.6% menor a lo que se había programado. El aprovechamiento de gas fue menor a lo programado en 2.4%.

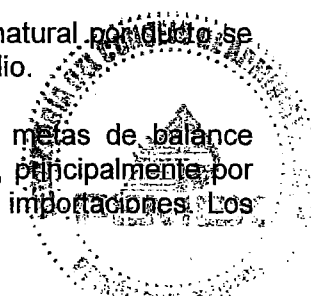
La producción de petrolíferos fue menor en 9.1% a la meta, por lo que la demanda nacional de petrolíferos fue satisfecha a través de importaciones, las cuales se vieron incrementadas en 6%, respecto de lo programado.

La entrega neta de gas natural a Pemex Gas y Petroquímica Básica también decreció con respecto a la meta; sin embargo, se realizaron acciones que permitieron satisfacer su demanda y evitaron la emisión de alertas críticas, destacando la coordinación con la Comisión Federal de Electricidad para que ésta sustituyera gas natural por otros combustibles en la generación eléctrica.

El desempeño en capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado sufrió desviaciones relevantes de menos 28% con respecto a la meta planeada, lo que afectó también el nivel de exportaciones de la entidad.

Por otro lado, se destaca que la capacidad de transporte de petrolíferos y gas natural por ducto se incrementó 2.6%, lo que eventualmente podrá reducir los costos logísticos promedio.

En cuanto a los indicadores financieros, Petróleos Mexicanos no alcanzó las metas de balance primario y financiero aprobadas en el Presupuesto de Egresos de la Federación, principalmente por factores relacionados con la menor producción de crudo y el incremento en las importaciones. Los



ajustes realizados a las metas fueron aprobados durante el ejercicio 2014 por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Es importante mencionar que el ajuste presupuestal a la baja estimado de 6% en inversión y 9% en operación con motivo de la aprobación del Presupuesto de Egresos, no fue el elemento que explica el incumplimiento de más de la mitad de las metas planteadas ya que, como se refirió en el proemio de este documento, las metas relevantes fueron ajustadas como consecuencia de la asignación presupuestal aprobada.

Los resultados reportados por Petróleos Mexicanos para 2014 reflejan tendencias observadas en los últimos años. Dentro de los factores que incidieron en los resultados negativos destacan limitantes en la planeación y ejecución de los proyectos, los retos derivados de la creciente complejidad geológica y la etapa de madurez de los yacimientos.

A ello, habría que aunar un marco jurídico que obligaba a Petróleos Mexicanos al suministro nacional de los petrolíferos y a metas volumétricas, en un entorno monopólico en la mayoría de las actividades del sector energético, con criterios distintos a la rentabilidad y que limitaba el acceso de la empresa a alternativas tecnológicas, de operación y ejecución que impedían tomar acciones para revertir las tendencias. Adicionalmente, habría que reconocer el pasivo laboral que ha sido desde hace más de una década un factor que ha incidido negativamente en los resultados financieros de la empresa.

Asimismo, el ejercicio presupuestal en las áreas de exploración y producción se vio seriamente limitado por la necesidad de cubrir compromisos de pago asumidos en ejercicios anteriores, por un monto aproximado de 70 mil millones de pesos, lo cual impactó en la capacidad de inversión.

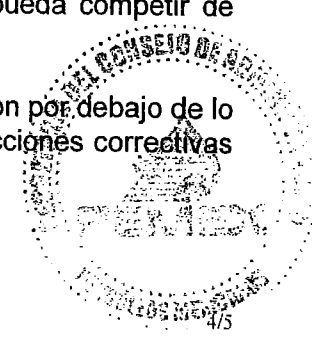
Dichos compromisos de pago fueron comprometidos por arriba de los presupuestos aprobados para el 2011 y 2012; lo que derivó en que para el 2013 y 2014 una parte importante del presupuesto se dedicara a pagos de estas obligaciones; afectando la inversión neta de forma importante.

Adicionalmente, desde el 2009 se presentó un incremento de producción de crudo con proporciones crecientes de agua. Hasta el 2013 y 2014 se corrigió la medición de dicho fenómeno en ciertos yacimientos, por lo que la producción neta en el 2014 refleja estos factores con certeza de estándares internacionales.

Conclusiones

Petróleos Mexicanos continúa enfrentando retos considerables, por lo que es necesario reenfocar los esfuerzos para revertir las tendencias en diversos indicadores, en particular aquéllos que inciden directamente en la creación de valor, con el objeto de estar en condiciones de generar mayor valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano y asegurar que la empresa pueda competir de manera eficiente en los próximos años en mercados nacionales e internacionales.

Metas tan importantes como la producción de crudo y la producción de gas quedaron por debajo de lo programado en 2014. En ese sentido es prioritario que la empresa lleve a cabo acciones correctivas



en relación a la continuidad operativa de equipos de compresión, control de pozos críticos y asegurar la terminación en tiempo de las obras programadas para el manejo y mejor aprovechamiento del gas.

Petróleos Mexicanos debe realizar acciones para incrementar las tasas de restitución de reservas de hidrocarburos para asegurar la sustentabilidad de la empresa, mantener las asignaciones que resulten rentables y migrar aquellas asignaciones y contratos en los que resulte más eficiente el uso de recursos en asociación para la producción de hidrocarburos y participar en rondas de licitación para contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, haciendo un mejor uso de sus recursos, diversificando su portafolio de inversión y acceder a nueva tecnología.

Asimismo, debe orientar los esfuerzos de transformación industrial a los mercados adecuados por razones estratégicas y de rentabilidad, atendiendo a la eficiencia en la producción, logística y comercialización; así como a la generación de valor, a través de esquemas novedosos de ejecución y operación permitidos en el marco de la Reforma Energética.

Es de destacar que los resultados a la baja obedecen a una tendencia de los últimos años, ya que la producción y la tasa de restitución reservas de hidrocarburos han venido decreciendo consistentemente. Se estima que la Reforma Energética coadyuvará a revertir dicha tendencia, considerando que a través de ella se dota a Petróleos Mexicanos de mayor capacidad de gestión, libertad de operación y autonomía presupuestal, lo que sumado al crecimiento esperado de la industria por la presencia de nuevos competidores propiciará alianzas y asociaciones estratégicas y como consecuencia de ello más inversión, mayor control, eficiencia y rentabilidad en Petróleos Mexicanos.

Como consecuencia de dicha Reforma, durante 2014 dejó de ser un organismo público descentralizado para transformarse en empresa productiva del Estado, se reorganizó corporativamente y se inició el proceso de confección de su nuevo régimen jurídico, incluidos los nuevos órganos de vigilancia y auditoría de la empresa y la habilitación de los regímenes especiales previstos en la Ley de Petróleos Mexicanos.

El tiempo en que tardará en madurar la Reforma Energética y el entorno competitivo, es clave para que la empresa productiva del Estado revierta los resultados operativos no favorables e incremente su productividad. Petróleos Mexicanos debe aprovechar a cabalidad las nuevas herramientas legales con que cuenta para elegir los proyectos más rentables y mejorar su desempeño operativo.

En ese sentido, Petróleos Mexicanos debe hacer uso al máximo de la flexibilidad de asociación, contratación, operación, administración, gobierno y presupuestal que le otorga la Reforma Energética para enfrentar estos importantes retos financieros y operativos.

