



CÁMARA DE DIPUTADOS
LXIII LEGISLATURA

Diario de los Debates

ÓRGANO OFICIAL DE LA CÁMARA DE DIPUTADOS
DEL CONGRESO DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

Segundo Periodo de Sesiones Ordinarias del Tercer Año de Ejercicio

Presidente

Diputado Edgar Romo García

Año III

Jueves 26 de abril de 2018

Sesión 27 Anexo "B"

Mesa Directiva

Presidente

Dip. Edgar Romo García

Vicepresidentes

Dip. Martha Sofía Tamayo Morales

Dip. Edmundo Javier Bolaños Aguilar

Dip. Arturo Santana Alfaro

Dip. María Ávila Serna

Secretarios

Dip. Sofía del Sagrario de León Maza

Dip. Mariana Arámbula Meléndez

Dip. Isaura Ivanova Pool Pech

Dip. Andrés Fernández del Valle Laisequilla

Dip. Ernestina Godoy Ramos

Dip. Verónica Bermúdez Torres

Dip. María Eugenia Ocampo Bedolla

Dip. Ana Guadalupe Perea Santos

Junta de Coordinación Política

Presidente

Dip. Marko Antonio Cortés Mendoza
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido Acción Nacional

Coordinadores de los Grupos Parlamentarios

Dip. Carlos Iriarte Mercado
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido Revolucionario Institucional

Dip. Francisco Martínez Neri
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido de la Revolución Democrática

Dip. Jesús Sesma Suárez
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido Verde Ecologista de México

Dip. Norma Rocío Nahle García
Coordinadora del Grupo Parlamentario de
Movimiento de Regeneración Nacional

Dip. Macedonio Salomón Tamez Guajardo
Coordinador del Grupo Parlamentario de
Movimiento Ciudadano

Dip. Luis Alfredo Valles Mendoza
Coordinador del Grupo Parlamentario de
Nueva Alianza

Dip. José Alfredo Ferreiro Velazco
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido Encuentro Social



CÁMARA DE DIPUTADOS
LXIII LEGISLATURA

Diario de los Debates

ÓRGANO OFICIAL DE LA CÁMARA DE DIPUTADOS
DEL CONGRESO DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

Segundo Periodo de Sesiones Ordinarias del Tercer Año de Ejercicio

Director General de Crónica y Gaceta Parlamentaria Gilberto Becerril Olivares	Presidente Diputado Edgar Romo García	Directora del Diario de los Debates Eugenia García Gómez
Año III	Ciudad de México, jueves 26 de abril de 2018	Sesión 27 Anexo "B"

SUMARIO

Oficio de la Secretaría de Gobernación, por medio del cual remite el Informe anual
2017 de Petróleos Mexicanos

Oficio de la Secretaría de Gobernación, por medio del cual remite el Informe anual 2017 de Petróleos Mexicanos.

12
SEGOB

SECRETARÍA DE GOBERNACIÓN



**SUBSECRETARÍA DE ENLACE LEGISLATIVO
Y ACUERDOS POLÍTICOS**

Oficio No. SELAP/300/1418/18
Ciudad de México, a 23 de abril de 2018

Remítase a la Comisión de Energía, para
su conocimiento. Abril 26 del 2018.

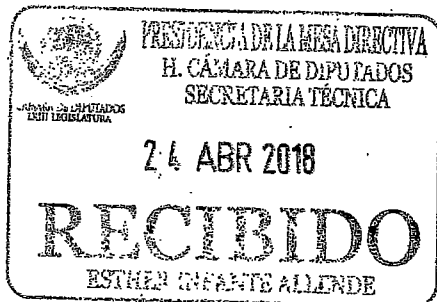
DIP. EDGAR ROMO GARCÍA

Presidente de la Mesa Directiva de la Cámara
de Diputados del H. Congreso de la Unión
Presente

Por este medio con fundamento en la fracción VIII del artículo 27 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, me permito hacer de su conocimiento que mediante oficio No. 100.2018.-41 el Lic. Pedro Joaquín Coldwell, Secretario de Energía, envía el Informe Anual 2017 de Petróleos Mexicanos.

Por lo anterior le acompaño para los fines procedentes, copia del oficio al que me he referido, así como los originales de sus anexos.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para reiterarle la seguridad de mi consideración distinguida.



El Subsecretario

LIC. FELIPE SOLÍS ACERO

RECIBIDA
SECRETARÍA DE ENLACE LEGISLATIVO Y ACUERDOS POLÍTICOS
24 ABR 2018 09:10:22
005875

C.c.p.- **Dr. Alfonso Navarrete Prida**, Secretario de Gobernación.- Para su superior conocimiento.

Lic. Pedro Joaquín Coldwell, Secretario de Energía.- Presente.

Mtro. Valentín Martínez Garza, Titular de la Unidad de Enlace Legislativo.- Presente.

Minutario

UEL/311



Ciudad de México, a 19 de abril de 2018.

Dip. Edgar Romo García
Presidente de la Mesa Directiva
H. Cámara de Diputados
Presente

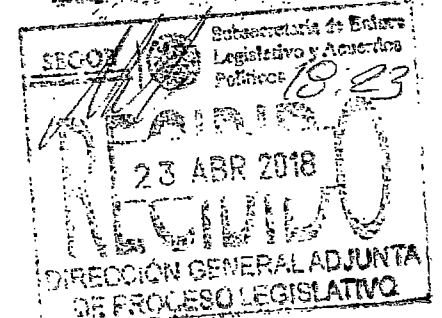
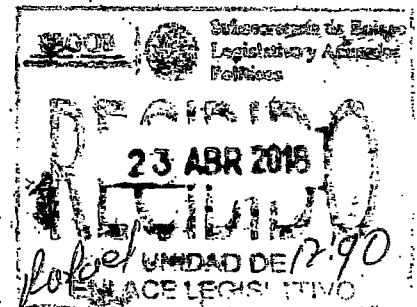
En mi carácter de Presidente del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos y en cumplimiento a lo establecido en el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, el cual dispone que el Director General de Petróleos Mexicanos presentará un informe anual para aprobación de su Consejo de Administración y por conducto del suscrito al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión, de manera adjunta le hago llegar el Informe Anual 2017 de la referida Empresa Productiva del Estado.

Sin otro particular, envío a usted un cordial saludo.

**ATENTAMENTE
EL SECRETARIO**

LIC. PEDRO JOAQUÍN COLDWELL

C.c.p. Ing. Carlos Alberto Treviño Medina.- Director General de Petróleos Mexicanos.





PETRÓLEOS MEXICANOS

Informe Anual 2017

Abril 2018

Presentación

La Ley de Petróleos Mexicanos establece en su artículo 113 que el Director General deberá presentar un Informe Anual sobre la gestión de la empresa al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, para su aprobación y posteriormente hacer la entrega correspondiente al Ejecutivo Federal y al H. Congreso de la Unión, por conducto del Presidente del Consejo de Administración.

El Informe Anual, correspondiente al año 2017, contiene una descripción de Petróleos Mexicanos, la empresa más emblemática del país, considerada como la marca más valiosa de América Latina y una de las mayores compañías petroleras en el ámbito internacional, haciendo referencia a su amplia infraestructura, mercados relevantes en los que está presente y su estructura organizacional, así como la estrategia que desarrolla con base en su Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2017-2021.

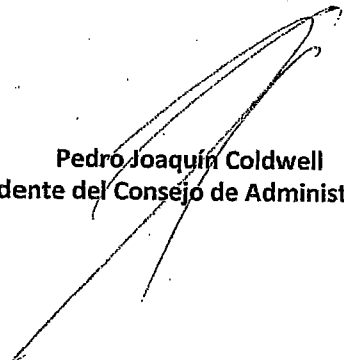
Aprovechando las oportunidades y herramientas que otorga la Reforma Energética y con el apoyo y el talento de sus trabajadores, Petróleos Mexicanos lleva a cabo sus operaciones con una nueva visión y una nueva misión, orientando sus actividades a la generación de valor. En ese sentido, en este informe se incorporan los resultados obtenidos, destacando que en sus áreas de exploración y producción de hidrocarburos se lograron rebasar las metas establecidas y se formalizaron varias alianzas con terceros, iniciadas el año anterior; en sus actividades de procesamiento de crudo se emprendió un importante programa de mantenimiento en sus refinerías, a fin de acondicionarlas para operar de manera más rentable; en materia de logística se analizaron opciones para extender la red de ductos e inició el proceso de asignación de infraestructura para el acceso de la iniciativa privada; en las áreas comerciales se han realizado acciones tendientes a ofrecer productos de calidad y a precios competitivos a los mercados que atiende.

La naturaleza de la actividad petrolera es de alto riesgo, por lo que la seguridad de la comunidad, de su personal y de la infraestructura de Petróleos Mexicanos son una premisa básica en el desarrollo de sus operaciones y parte intrínseca de su cultura. Por ello, es importante reconocer los avances de la empresa en materia de seguridad y protección del medio ambiente, ya que, por segundo año consecutivo, se alcanzó un nuevo mínimo en el índice de frecuencia de accidentes. Como resultado de las acciones emprendidas en materia ambiental, se redujeron las emisiones contaminantes, en línea con los compromisos que ha adquirido México a nivel internacional.

En el ámbito financiero, se ha mantenido la disciplina presupuestaria y administrativa, cumpliendo o superando las metas comprometidas. En este tenor, se cumplió con el compromiso de balance financiero y se limitó el endeudamiento neto a la mitad de lo originalmente autorizado. Asimismo, se cubrió el requerimiento de financiamiento para 2017 y 2018, se logró el menor crecimiento del nivel de endeudamiento registrado desde el 2013 y se modificó a estable la perspectiva del riesgo crediticio y de deuda de la empresa.

Como elemento primordial de su vinculación con el entorno empresarial, Petróleos Mexicanos puso en marcha su Programa de *Compliance*, que tiene como propósito promover una cultura de transparencia y apego a la legalidad en el actuar de la empresa, así como prevenir la materialización de riesgos, como los legales, financieros y de reputación. La instrumentación de este Programa es un gran paso para fortalecer el gobierno corporativo y la cultura de negocios que requiere la empresa en un contexto de mayor competencia.

Con una expectativa positiva hacia el futuro, Petróleos Mexicanos continuará en la vía de mejorar su modelo de negocio y de adquirir nuevas habilidades para ser más eficiente, más transparente y más colaborativo, con el anhelo inquebrantable de seguir siendo líder en la explotación de los hidrocarburos y orgullo de todos los mexicanos.



Pedro Joaquín Coldwell
Presidente del Consejo de Administración



Carlos Alberto Treviño Medina
Director General

Presentación

Contenido

1. Resumen ejecutivo	4
2. Perfil de Petróleos Mexicanos	11
2.1. Infraestructura	12
2.2. Mercado	14
2.3. Gestión corporativa	16
2.4. Órgano de gobierno	22
2.5. Estrategia y perspectivas	23
3. Exploración y producción de hidrocarburos	25
3.1. Exploración, desarrollo y reservas	25
3.2. Producción de crudo y gas natural	30
3.3. Perforación y servicios	34
4. Refinación, proceso de gas y petroquímica	36
4.1. Transformación industrial	36
4.2. Etileno	41
4.3. Fertilizantes	42
5. Logística y comercialización	44
5.1. Logística	44
5.2. Comercialización	48
6. Seguridad industrial y protección ambiental	53
6.1. Seguridad industrial	53
6.2. Protección ambiental	55
7. Análisis de información financiera	59
7.1. Estados financieros	59
7.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	65
7.3. Ejercicio del presupuesto	66
8. Gobierno corporativo	70
8.1. Acciones para fortalecer el sistema de control interno institucional	70
8.1.1. Programa de <i>Compliance</i>	70
8.1.2. Administración de Riesgos Empresariales	73
8.1.3. Transparencia	77
8.2. Responsabilidad social corporativa	79
9. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2017	83
10. Información general	
10.1. Dictamen del auditor externo a los estados financieros	
10.2. Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales	
Glosario	

1. Resumen ejecutivo

Petróleos Mexicanos es la principal empresa mexicana y, dentro del sector energético, es la empresa petrolera más grande del país. También se ubica entre las mayores compañías petroleras a nivel mundial, además de ser considerada la marca más valiosa de América Latina^{1/}. Fuente de ventaja competitiva es su cadena de valor que se extiende desde la exploración y producción primaria de crudo y gas, la elaboración, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos, hasta la prestación de diversos servicios.

Un pilar fundamental de la empresa es su gente, que está comprometida con la transformación para que ésta permanezca como un jugador importante del sector energético mundial, aprovechando el nuevo entorno competitivo que marcó la Reforma Energética. Es el trabajador petrolero quien hace posible que Pemex pueda cubrir gran parte el amplio mercado nacional de gas, productos petrolíferos y petroquímicos en beneficio de sus clientes.

Respecto a los mercados en los que participa Petróleos Mexicanos, en el ámbito nacional se liberalizó el precio de las gasolinas y diesel lo que impulsó la llegada de más competidores en el segmento de estaciones de servicio; y en el panorama internacional, la continuidad de la política de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, de limitar su producción de crudo, continuó apoyando las cotizaciones de los crudos marcadores y por ende el de la Mezcla Mexicana de Exportación, la cual tuvo un incremento de 31% respecto a 2016, para alcanzar un precio promedio de 46.73 dólares por barril.

El ambiente de negocios altamente competitivo al que se enfrenta Pemex ha exigido ajustes continuos en su estructura organizacional. El proceso de reorganización de sus áreas corporativas para alinear su estructura a las necesidades del mercado y a la eficiencia de las operaciones, permitió obtener un ahorro anual de 7,202 millones de pesos en el rubro de servicios personales y al cierre de 2017, el total de plazas ocupadas en Pemex se ubicó en 124,660. Las excelentes relaciones existentes entre empresa y sindicato fueron determinantes para instrumentar estos ajustes.

Las estrategias que Pemex puso en marcha hacia finales de 2016 comienzan a dar frutos. Éstas se encuentran plasmadas en su Plan de Negocios, que tiene a la rentabilidad como eje rector, el cual estableció las medidas de corto y mediano plazo para enfrentar los retos y capitalizar la oportunidad histórica de la Reforma Energética.

1/ Conforme al índice de la consultoría británica Brand Finance®, publicado en el "Informe anual de las marcas mexicanas más valiosas", junio de 2017.

En 2017, se realizaron avances importantes en exploración y producción que se concretaron en los *farm-outs* de Cárdenas-Mora y Ogarrio, la adjudicación de dos bloques y las migraciones de Ek-Balam y Santuario-El Golpe^{2/}.

En transformación industrial se materializó la alianza estratégica para servicios auxiliares de suministro de hidrógeno para refinerías a costos más competitivos, que permitirán a la empresa productiva enfocarse a las actividades de mayor valor en su negocio.

En logística, se llevó a cabo la primera fase de la temporada abierta. Pemex ofertó capacidad no utilizada de almacenamiento y transporte por ducto de petrolíferos en los estados de Baja California y Sonora que le permitirá obtener ingresos adicionales. En 2018 se ha puesto en marcha una siguiente fase para los sistemas aprobados por la Comisión Reguladora de Energía.

Como resultado de la ejecución de este conjunto de acciones, Pemex pudo alcanzar durante 2017 el cumplimiento de las metas establecidas en el Plan de Negocios, principalmente las concernientes al balance financiero, endeudamiento neto, producción, incorporación de reservas y las metas de seguridad, salud y protección ambiental.

Si bien es cierto que aún queda un gran esfuerzo por hacer, la ruta ha sido trazada y los logros de 2017 serán la base para potenciar los beneficios para Pemex en los siguientes años. Hacia futuro, se mantiene el planteamiento estratégico basado en la disciplina presupuestal y operativa, simplificación de sus procesos administrativos, mejora continua de sus procesos sustantivos, incremento en su productividad y su eficiencia, además de capturar y concretar oportunidades de negocio con criterios rigurosos de rentabilidad.

Respecto a las operaciones relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos, la actividad exploratoria que se llevó a cabo en 2017 se enfocó principalmente en la búsqueda de aceite en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste y en aguas profundas en el proyecto Área Perdido. Como resultado, se incorporó una reserva 3P (probadas + probables + posibles) preliminar de 1,194 millones de barriles de petróleo crudo equivalente^{3/}, prácticamente el doble respecto a lo alcanzado en 2016, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo.

Destaca el descubrimiento de un yacimiento de gas y petróleo crudo ligero de excelente calidad, con la perforación del pozo Ixachi-1, el más importante realizado por Pemex en áreas terrestres en los últimos 15 años.

Las reservas probadas (1P), contabilizadas al 1 de enero de 2018, representan 7,694.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

2/ Adicionalmente, Pemex participó en las rondas 2.4 y 3.1 en 2018.

3/ Información preliminar sujeta al dictamen de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

En el ámbito de producción de petróleo crudo, 2017 cerró con 1,948.3 miles de barriles diarios, volumen superior a la meta de 1,944 miles de barriles diarios establecida en el Plan de Negocios. De este volumen, se destinaron 1,167.8 miles de barriles diarios a exportación y 769 miles de barriles diarios al Sistema Nacional de Refinación para su procesamiento.

En cuanto a la producción de gas natural, ésta alcanzó 5,068 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales 4,195.8 millones de pies cúbicos diarios correspondieron a gas hidrocarburo y 863 millones de pies cúbicos diarios a nitrógeno y 9.3 millones de pies cúbicos de bióxido de carbono. Hay que destacar el mejor resultado en el aprovechamiento de gas natural, cuyo promedio anual fue 95.7%.

Un factor determinante que contribuyó para incrementar las reservas y apoyar las actividades de producción fue la terminación de 24 pozos de exploración y 55 de desarrollo. Las actividades de terminación se concentraron en pozos marinos.

Respecto a transformación industrial, la operación del Sistema Nacional de Refinación enfrentó grandes retos durante 2017, ya que su desempeño estuvo afectado por desastres naturales, particularmente en el tercer trimestre del año. La refinería de Salina Cruz fue la que sufrió las mayores consecuencias como resultado del paso del huracán Calvin, que inundó sus instalaciones, mientras que los sismos ocurridos a partir de septiembre inhabilitaron diversas plantas y equipos de proceso, causando paros recurrentes. Hay que resaltar que la empresa realizó un gran esfuerzo que permitió garantizar el abasto de combustibles en el país de forma oportuna y sin comprometer sus resultados económicos. Con la finalidad de recuperar la capacidad de procesamiento en condiciones de rentabilidad, se emprendió un importante programa de mantenimiento en el Sistema Nacional de Refinación, principalmente en la refinería de Madero.

Las plantas de gas procesaron 3,237.3 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo, cifra 11.8% inferior con respecto a 2016; la producción resultante de gas seco fue 2,666.7 millones de pies cúbicos diarios. El menor proceso en 2017 fue consecuencia de la menor oferta de gas húmedo amargo del mesozoico y de gas húmedo dulce de Burgos, principalmente.

La menor disponibilidad de materias primas planteó un reto para la cadena de etileno y la producción de fertilizantes.

Son de particular relevancia estratégica las actividades de transporte, almacenamiento y distribución, ya que representan la seguridad del suministro, la conectividad entre los puntos de producción, los de procesamiento y los de consumo. Durante 2017 se inyectaron 1,887 miles de barriles diarios de petróleo crudo y productos petrolíferos en los sistemas de transporte de hidrocarburos, se transportaron 5,196 millones de pies cúbicos diarios de gas natural y se movieron 138 mil barriles diarios de gas licuado del petróleo. Hay que destacar que recientemente entraron en operación cavernas para almacenamiento de gas licuado, lo que permitirá aprovechar los bajos precios en el mercado internacional en temporadas de bajo consumo.

Un flagelo de la actividad de transporte por ducto es el robo de combustibles. Pemex continúa desplegando un gran esfuerzo para enfrentar este delito, en estrecha coordinación con las instancias de seguridad del Estado mexicano.

La comercialización es el eslabón final de la cadena de valor de Petróleos Mexicanos. En el mercado nacional, se enfrenta al reto de competir ante la apertura del mercado con la liberación de los precios de gasolinas y diesel, así como del precio máximo del gas natural. En el ámbito internacional, se han diversificado los mercados, ante una competencia cada vez más intensa.

Durante 2017, se comercializaron 1,408.4 miles de barriles diarios de productos petrolíferos, principalmente gasolinas con 797.1 miles de barriles diarios y diesel con 365.5 miles de barriles diarios; así como 2,623 millones de pies cúbicos diarios^{4/} de gas natural. El volumen de gas natural comercializado fue 21.6% menor al de 2016, como resultado de la cesión de contratos para el suministro en cumplimiento de la regulación vigente.

En 2017, Petróleos Mexicanos en su conjunto colocó en el mercado 4,118.8 miles de toneladas de productos petroquímicos, volumen 3% mayor al año previo.

Respecto al comercio exterior, las principales operaciones fueron la exportación de petróleo crudo por 1,174 miles de barriles diarios y la importación de gas natural que promedió 1,766 millones de pies cúbicos diarios. A su vez, las importaciones de petrolíferos y gas licuado alcanzaron 935.4 miles de barriles diarios. Es así como la balanza comercial de Petróleos Mexicanos registró en 2017 un déficit de 3,955.3 millones de dólares.

Al participar en una industria de riesgo, Petróleos Mexicanos tiene un compromiso absoluto con la seguridad de sus trabajadores y de las comunidades en donde desarrolla sus actividades. Este compromiso es visible en los resultados alcanzados en 2017: el índice de frecuencia acumulado para su personal se ubicó en 0.34 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo. Este es el índice más bajo en la historia de la empresa, fue 5.6% menor al de 2016.

De forma similar, Pemex cumple con su responsabilidad en el cuidado del medio ambiente, buscando siempre disminuir el impacto al mismo como resultado de sus actividades. Al cierre de 2017, las emisiones promedio mensual de dióxido de carbono (CO₂), óxidos de azufre (SOx), óxidos de nitrógeno (NOx) y el uso promedio mensual de agua cruda se redujeron respecto al año anterior.

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

En el ámbito de sus finanzas, Pemex continúa con una estricta disciplina presupuestal, con énfasis en dar prioridad al pago de obligaciones cuidando el ritmo de acumulación de nuevos compromisos; acelerar los esquemas de asociación con privados; redoblar los esfuerzos de ahorro y uso racional de recursos, así como poner en marcha iniciativas que permitan obtener eficiencia en costos sobre las actividades operativas y productivas de la empresa.

Durante el ejercicio presupuestal de 2017, Pemex cumplió la meta de balance financiero por 94 mil millones de pesos comprometida en el presupuesto autorizado por el Congreso.

Es notable que, en el entorno de la volatilidad de los mercados financieros de 2017, Petróleos Mexicanos haya logrado con éxito hacer varias incursiones en los mercados globales, obteniendo atractivas condiciones de financiamiento en términos de costo y plazo, así como con una base de inversionistas más diversificada. La empresa pudo consolidar una posición financiera de mayor liquidez, asegurando sus necesidades de financiamiento para 2017 e inicio de 2018 y se logró el menor crecimiento del nivel de endeudamiento registrado desde el 2013.

Hay que destacar que el endeudamiento neto alcanzado en el año fue sólo 48% del monto de 150,000 millones de pesos establecido por el Congreso de la Unión. Adicionalmente, como un reconocimiento al esfuerzo demostrado en materia financiera, *Standard & Poor's* modificó de negativa a estable la perspectiva del riesgo crediticio y de deuda de la empresa, que redujo el diferencial entre la tasa de interés de la deuda de Pemex y la del gobierno federal en alrededor de 200 puntos base.

El EBITDA^{5/} en 2017 alcanzó 461,658 millones de pesos, principalmente por el alza en los precios de los productos comercializados en ventas nacionales y de exportación, lo que resultó en una mejor capacidad de generación de flujo de efectivo y el margen EBITDA aumentó 5.4 puntos porcentuales respecto a 2016.

Pemex inició la instrumentación del Programa de *Compliance* que permitirá reducir el riesgo del negocio y que implica un conjunto de procedimientos que adoptan la empresa, sus directivos y empleados, sus clientes, proveedores, contratistas y, en general, cualquier parte relacionada que interactúa con Pemex, a efecto de cumplir con las disposiciones jurídicas, contables y financieras y les permita identificar y clasificar los riesgos operativos y legales a los que se enfrentan, así como establecer los mecanismos de prevención, gestión, control y reacción frente a los mismos.

5/ Rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficios a empleados netos de pagos de pensiones y servicio médico.

Entre los instrumentos normativos de este programa destacan los Códigos de Ética y de Conducta, las Políticas y Lineamientos para el Desarrollo de la Debida Diligencia y las Políticas y Lineamientos Anticorrupción, los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno; los Lineamientos en materia de Evaluación del Desempeño; las Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales y los Lineamientos de Auditoría Interna. Con ello, se fortalecen las acciones de cumplimiento que se realizan, entre otros mecanismos, a través del Comité de Ética y del Comité de Riesgos.

Dentro del componente tecnológico del Programa de *Compliance* destaca el inicio de operaciones del Portal de Ética e Integridad Corporativa y la Línea Ética.

En este sentido, como parte del Marco de Administración de Riesgos Empresariales, se están fortaleciendo los mecanismos de prevención, identificación, evaluación, administración y seguimiento de los riesgos que puedan derivarse del desarrollo de las actividades de la empresa, lo que le permitirá desempeñarse con mayor certidumbre en un ambiente de negocios cada vez más competitivo.

Un elemento adicional que refuerza el compromiso de Pemex hacia la transparencia y el combate a la corrupción, que genera importantes ahorros, lo constituye la adopción de mejores prácticas en materia de procura y abastecimiento.

Durante 2017, se continuó con la práctica de fomentar los concursos abiertos y disminuir el número de adjudicaciones directas. La tendencia ha sido favorable, ya que mientras que en 2015 el 80% del monto contratado correspondió a adjudicaciones directas, en 2016 disminuyeron al 56% y al cierre de 2017 fue sólo 16%.

El impacto de las mejores prácticas se materializó en los ahorros obtenidos por nuevas contrataciones y los correspondientes a renegociaciones, los cuales representaron 20,820 y 4,896 millones de pesos, respectivamente.

Por último, se presentan las acciones en materia de responsabilidad social corporativa que le permiten a Petróleos Mexicanos incidir en el mejoramiento de la calidad de vida en las zonas petroleras, ayudando a conciliar el crecimiento de la industria con las aspiraciones de bienestar de las comunidades. En 2017, el monto destinado a este fin fue 1,670.3 millones de pesos.

Indicadores

Precios

Indicador	2016	2017
WTI (US\$/b)	43.34	50.77
Brent (US\$/b)	43.73	54.19
Mezcla Mexicana de Exportación (US\$/b)	35.65	46.73
Gas natural (US\$/MMBtu) ^{1/}	2.51	2.99

1/ Precio Henry Hub.

Operativos

Indicador	2016	2017
Producción de petróleo crudo (Mbd)	2,154	1,948
Producción de gas natural (MMpcd) ^{1/}	5,792	5,068
Proceso de gas (MMpcd)	3,672	3,237
Proceso de petróleo crudo en refinerías (Mbd)	933	767
Reservas probadas totales (MMbpce) ^{2/}	8,562	7,695
Incorporación de reservas 3P (MMbpce) ^{3/}	684	1,194
Producción de petrolíferos (Mbd) ^{4/}	1,119	915
Producción de petroquímicos (Mt) ^{5/}	11,291	9,420
Ventas de productos petrolíferos (Mbd) ^{6/}	1,446	1,408
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	4,001	4,119
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	1,194	1,174

1/ Incluye nitrógeno.

2/ Información al 31 de diciembre.

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

4/ Para 2017 incluye la producción del Sistema Nacional de Refinación (759.9 Mbd), gas licuado de los complejos procesadores de gas (126 Mbd), gas licuado de refinerías (15.8 Mbd), gas licuado de Pemex Exploración y Producción (2.5 Mbd), así como las transferencias de gasolinas amorfa, base octano y otras del Centro Petroquímico Cangrejera (10.5 Mbd).

5/ Producción bruta. Para 2017 incluye la producción de Pemex Transformación Industrial por 6,192.3 Mt (del SNR 634 Mt, de los complejos procesadores de gas 4,530.7 Mt, de los complejos petroquímicos 1,027.6 Mt); de Pemex Etileno 1,884 Mt y de Pemex Fertilizantes 1,343.4 Mt.

6/ No incluye gas licuado.

Financieros

Indicador (millones de pesos)	2016	2017
Bálançe financiero	-101,660	-93,741
Deuda consolidada	1,983,171	2,037,876
Tasa anual de crecimiento de la deuda, %	32.8	2.8
Total de ventas	1,074,093	1,397,029
EBITDA ^{1/}	296,528	461,658
Margen EBITDA, % (EBITDA/Total de ventas)	27.6	33.0
Rendimiento (pérdida) de operación	424,350	104,724
Ingreso financiero	13,749	16,166
Costo financiero	98,844	117,644
Rendimiento (pérdida) antes de impuestos	73,377	52,129
Pérdida neta	191,144	280,851
Total del activo	2,329,886	2,132,002
Total del pasivo	3,562,894	3,634,355
Total del patrimonio	-1,233,008	-1,502,353

1/ Rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficios a empleados netos de pagos de pensiones y servicio médico.

2. Perfil de Petróleos Mexicanos

Petróleos Mexicanos (Pemex) se mantiene como la principal empresa en México y se ubica entre las mayores compañías petroleras a nivel mundial. En ocho décadas, PEMEX® se ha convertido en la marca más valiosa de América Latina^{6/} y en la empresa más emblemática del país.

Su cadena de valor comprende la exploración y producción primaria de crudo y gas, la elaboración, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos, así como la prestación de diversos servicios.

Petróleos Mexicanos se apoya en los instrumentos que la Reforma Energética le otorgó como es el caso de la conformación de alianzas y *farm-outs* para atraer capitales, conocimiento y tecnología, a fin de incrementar la inversión, la producción y el empleo, al tiempo que se comparten los riesgos en los proyectos.

Constituida como Empresa Productiva del Estado desde el 2015, conforme lo dispuesto en la Reforma Energética, continúa presente en actividades primordiales del sector energético e industrial del país. El ámbito que compete a cada una de ellas es:

- Pemex Exploración y Producción (PEP). Exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero.
- Pemex Perforación y Servicios (PPS). Proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos en campos terrestres y costa afuera. PPS ofrece también servicios a pozos tales como cementaciones, registros y tubería flexible, entre otros.
- Pemex Transformación Industrial (PTRI). Actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- Pemex Logística (PLOG). Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados a Pemex, Empresas Productivas Subsidiarias, empresas filiales y terceros mediante estrategias de transporte por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.

6/ Conforme al índice de la consultoría británica Brand Finance®, publicado en el "Informe anual de las marcas mexicanas más valiosas", junio de 2017.

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

Como respuesta a cambios en el entorno, se han requerido, en mayor o menor grado, ajustes en su estructura. En este sentido, durante 2017 se decidió incorporar las funciones de Pemex Cogeneración y Servicios en la estructura de Pemex Transformación Industrial.

Adicionalmente, la principal filial con la que cuenta Pemex es P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI) cuyo objetivo primordial es realizar operaciones comerciales de petróleo crudo y de productos en los mercados internacionales. Para ello, cuenta con diversas empresas prestadoras de servicios administrativos, financieros, legales, de administración de riesgos, de fletamento de buques y de inteligencia de mercado, entre otros rubros.

En conjunto, Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales tienen participación accionaria en empresas^{7/} variadas, que constituyen un apoyo importante para el cumplimiento de sus objetivos.

2.1. Infraestructura

La ejecución de las actividades asociadas a la cadena de valor de petróleo crudo y gas natural en las que participa Pemex requieren personal ampliamente capacitado y con experiencia, capaz de operar los equipos que conforman la infraestructura de la empresa, en los ámbitos de: exploración, producción, transformación, comercialización, transporte y distribución que comprende: información sísmica, equipos de perforación, pozos, plataformas, refinerías, complejos procesadores de gas, complejos petroquímicos, red de ductos, instalaciones de almacenamiento, buques tanque y equipos de transporte.

7/ La relación completa de las empresas se presenta en el apartado 10.2 Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales.

Infraestructura operativa de Pemex al cierre de 2017:

Infraestructura petrolera 2017

Campos en producción	392
Pozos productores promedio en operación	8,008
Plataformas marinas (PEP)	255
Equipos de perforación y reparación de pozos	83
Unidades de servicio a pozos	125
Refinerías	6
Complejos procesadores de gas ^{1/}	9
Complejos petroquímicos ^{2/}	5
Terminales de distribución de gas licuado ^{3/}	10
Terminales de almacenamiento y despacho de productos petrolíferos	74
Terminales marítimas	6
Residencias de operaciones y servicios portuarios	10
Buques tanque ^{4/}	16
Autos tanque	1,485
Carros tanque	520
Ductos en Pemex Logística (Km) ^{5/}	17,397

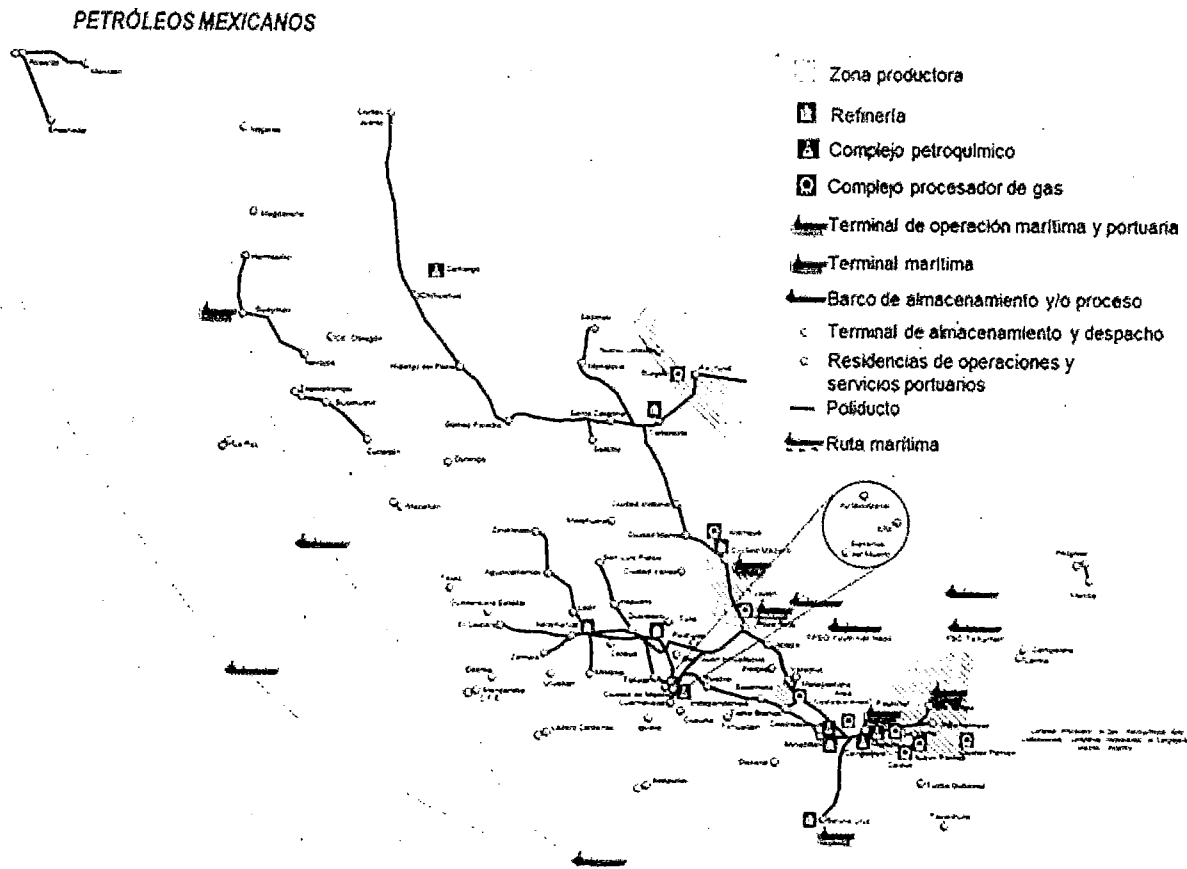
1/Incluye el Complejo Procesador de Gas y Aromáticos Área Coatzacoalcos, que comprende instalaciones ubicadas en Pajaritos y en los complejos petroquímicos Cangrejera y Morelos.

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

3/Conectadas a ducto.

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

5/No incluye ductos de logística primaria.



2.2. Mercado

Petróleos Mexicanos participa activamente en los mercados nacional e internacional. En el ámbito nacional continúa siendo la primera opción para atender las necesidades fundamentalmente de hidrocarburos, así como polietilenos, fertilizantes y petroquímicos diversos. En el ámbito internacional sigue manteniendo una posición importante, sobre todo en exportación de crudo, para colocar los excedentes y en la importación de petrolíferos y gas natural, para cubrir los volúmenes demandados internamente.

En este sentido, es importante recalcar que estas operaciones de comercio interior y exterior son afectadas por las variaciones de las cotizaciones de estos productos en los mercados internacionales, siendo el principal factor el que corresponde a los mercados de crudo.

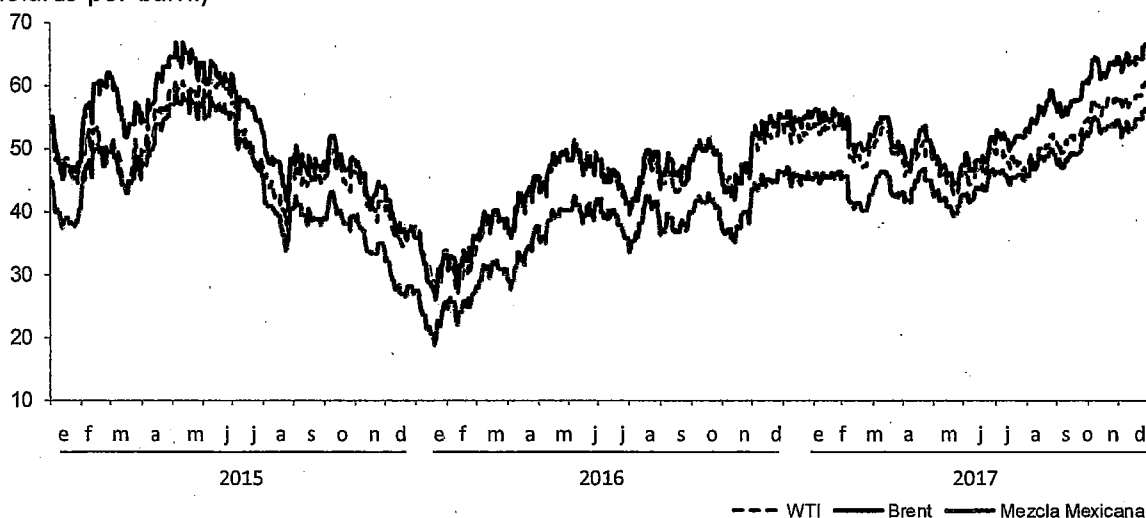
Durante 2017, el mercado internacional de petróleo crudo respondió favorablemente al acuerdo firmado el 30 de noviembre de 2016 por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y 11 países no OPEP para limitar la oferta mundial de crudo, dando como resultado que los precios internacionales del crudo se incrementaran.

En los Estados Unidos de América (EUA), el aumento de precios incentivó la producción de crudo *shale oil*^{8/}, con lo que la producción total de crudo de este país (*shale oil* y convencional) alcanzó los 9.78 millones de barriles diarios (MMbd) al final del año, un nivel no registrado desde 1970.

Por otra parte, los inventarios globales de crudo y productos refinados disminuyeron durante 2017 como consecuencia de los siguientes factores: el cumplimiento del acuerdo previamente referido y la especulación sobre su posible ampliación; la mayor demanda registrada en los mercados de China y la India; y la presencia de problemas geopolíticos en Corea del Norte, Irak, Irán y Siria.

A partir de mayo, la tendencia al alza del mercado se consolidó. Durante 2017 los precios de los crudos marcadores *West Texas Intermediate* (WTI) y Brent subieron 17% y 24%, respectivamente, comparado con 2016. De igual manera, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) aumentó 31% en el mismo periodo.

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



En 2017, EUA incrementó de forma significativa las exportaciones de gas natural por ducto y buque, que se reflejó en un aumento en el precio de este hidrocarburo en *Henry Hub* al promediar 2.99 dólares por millón de *British Thermal Unit* (US\$/MMBtu) durante el año, mayor en 19% al promedio de 2016.

Durante 2017, los precios de los productos refinados se incrementaron por mayor demanda, principalmente de destilados intermedios y también por el alza de los precios del petróleo crudo en los mercados internacionales.

8/ *Shale oil* es petróleo de esquisto, un petróleo no convencional producido a partir de esquistos bituminosos mediante técnicas como la fracturación hidráulica, en la cual se inyecta agua con aditivos al yacimiento con la finalidad de fracturar la roca y liberar el hidrocarburo.

Debido a los mayores precios del petróleo crudo, el precio promedio de la gasolina regular de 87 octanos en la Costa Norteamericana del Golfo de México llegó a 67.2 dólares por barril (US\$/b). Lo anterior, representó un alza de 11.1 US\$/b respecto del promedio de 2016.

Por su parte, el precio promedio del diesel ultra bajo azufre (UBA) en la Costa Norteamericana del Golfo de México pasó de 55.5 US\$/b en 2016 a 68.0 US\$/b en 2017. En este caso, la tendencia al alza se explica por el aumento del precio del petróleo crudo y la disminución de inventarios de diesel en Europa y el mayor nivel de exportación de este producto desde los Estados Unidos de América hacia Europa y Latinoamérica.

En cuanto a los insumos petroquímicos, los precios se ajustaron en respuesta a los cambios de la cadena de valor de los mercados. La cotización promedio de la gasolina natural de Mont Belvieu aumentó 21% durante 2017, impulsada por un incremento de la demanda y por los precios internacionales del petróleo crudo. Con dicho aumento, el precio de la gasolina natural se ubicó en 48.5 US\$/b.

2.3. Gestión corporativa

Servicios personales

La implementación del ajuste presupuestal, adicionalmente a la compactación de la estructura corporativa, incluyó acciones orientadas a hacer más productiva la plantilla laboral, mediante la optimización de recursos por un manejo más eficiente del personal y el rediseño de las competencias en los puestos de trabajo que modificarán su actividad por el uso de nuevas tecnologías y necesidades del negocio.

Con lo anterior, se obtuvo un ahorro anual de 7,202 millones de pesos en el rubro de servicios personales al cierre de 2017, de los cuales 5,715 pertenecen a gasto de operación y el resto a gasto de inversión. El total de plazas ocupadas en Pemex se ubicó en 124,660, lo que representó una disminución de 1.5 % con respecto al cierre de 2016.

Estas acciones fueron posibles, gracias a las excelentes relaciones existentes entre empresa y sindicato, con quienes se continuará construyendo acuerdos para el fortalecimiento de la empresa.

En 2017, se llevó a cabo la revisión del Contrato Colectivo de Trabajo, con una vigencia del 1 de agosto de 2017 al 31 de julio de 2019. En dicha revisión se otorgó un incremento salarial de 3.12% y en prestaciones, destaca el incremento de dos puntos porcentuales a la productividad. Por otra parte, se flexibilizó el Contrato Colectivo de Trabajo a las disposiciones de la Reforma Energética, para facilitar la participación de Petróleos Mexicanos ya sea en sociedades o bien, como prestador de servicios y se incluyeron las particularidades del nuevo esquema de pensiones. Hay que destacar que la negociación de este Contrato Colectivo de Trabajo se concluyó con 20 días de anticipación a la fecha límite, lo que muestra la buena disposición y entendimiento entre la empresa y sus trabajadores.

Con una industria petrolera en continua expansión, que demanda el mejor capital humano capaz de aportar ventajas competitivas que contribuyan a enfrentar los retos presentes y futuros de Pemex, se han realizado las siguientes acciones en materia de recursos humanos:

- Impartición de programas de formación y desarrollo vinculados con las actividades sustantivas del negocio, particularmente mantenimiento, seguridad industrial y operación de plantas e instalaciones. De esta forma, el 64% del programa de capacitación y adiestramiento correspondió a cursos técnicos, 30% a seguridad industrial y el 6% restante a temas conductuales, administrativos e informáticos.
- Inicio de operaciones del Centro de Formación Tula, que cuenta con 27 aulas, dos talleres de mantenimiento y cuatro simuladores de operación de plantas. En 2017 se impartieron 439 eventos con la asistencia de 5,140 participantes.
- Adaptación de instalaciones en Cadereyta y Minatitlán para la instrumentación de programas de formación y entrenamiento práctico.
- Fortalecimiento de la vinculación de la empresa con instituciones de educación superior y centros de investigación, en donde resalta: la instrumentación del Premio a la Innovación conjuntamente con la Fundación UNAM; ejecución de programas de formación con apoyo del Fondo CONACYT-SENER Hidrocarburos; acreditación de Petróleos Mexicanos como Entidad de Certificación y Evaluación de Competencias ante el Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales; instrumentación de esquemas de cooperación internacional con Japan Cooperation Center Petroleum, Japan Oil Gas and Metals National Corporation, la empresa Idemitsu Kosan y la Agencia Mexicana de Cooperación Internacional para el Desarrollo a fin de realizar estancias técnicas en Malasia y Tailandia.
- Pemex continúa trabajando en el proyecto de transformación cultural hacia toda la empresa, a fin de consolidar una cultura orientada a la generación de resultados.

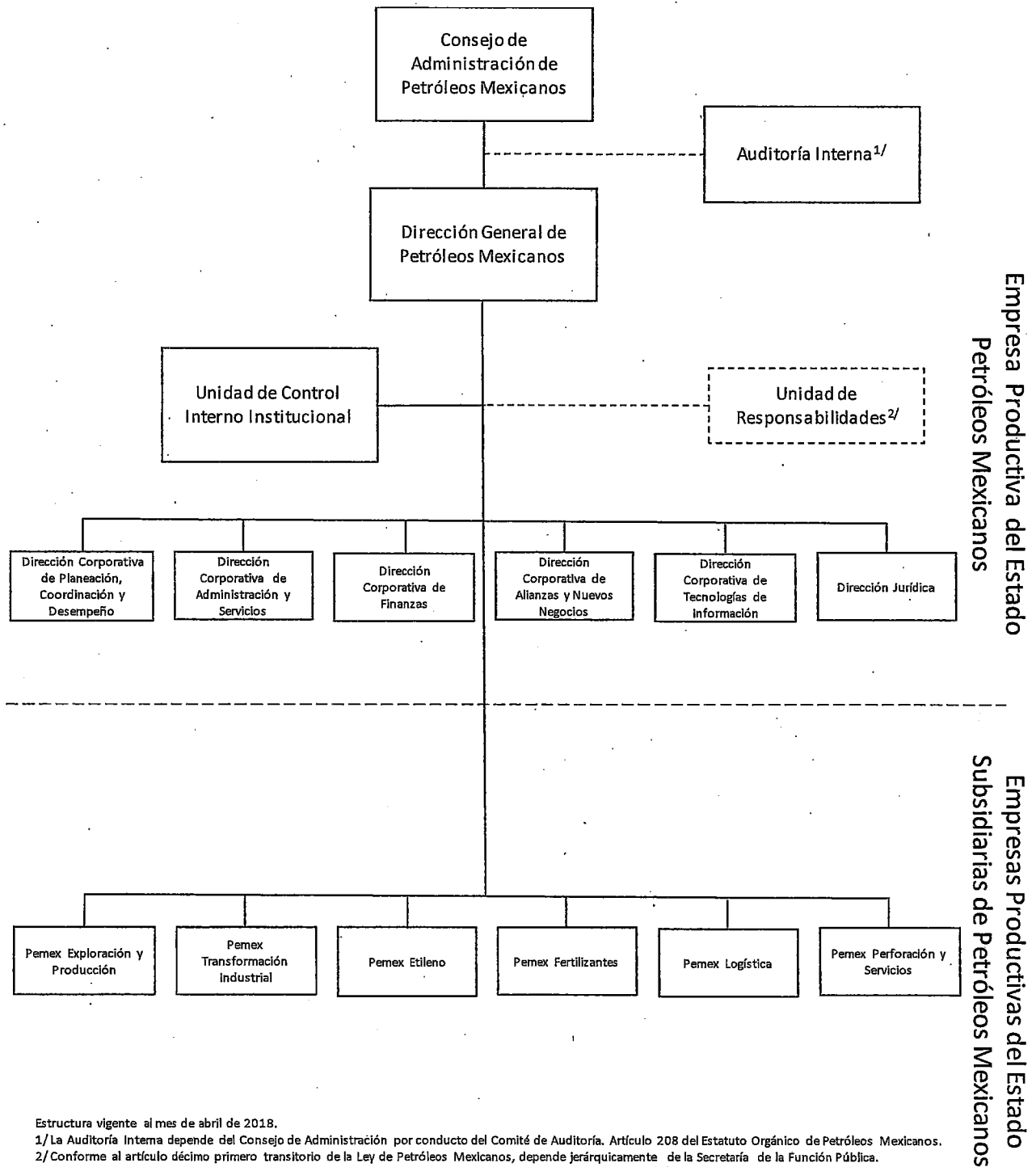
En 2017, el Consejo de Administración de Pemex continuó el proceso de reorganización corporativa autorizando cambios en la estructura básica de la Auditoría Interna, la Dirección Corporativa de Finanzas y en la Dirección Corporativa de Administración y Servicios:

- En octubre de 2017 el Consejo de Administración autorizó la liquidación de Pemex Cogeneración y Servicios, así como la transferencia de sus funciones a Pemex Transformación Industrial para lo cual autorizó en esta Empresa Productiva Subsidiaria, la creación de una nueva subdirección.
- En noviembre de 2017 el Consejo de Administración autorizó el Estatuto Orgánico de Pemex y el 5 de diciembre de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación.

- Al cierre de 2017, la estructura corporativa quedó conformada por seis direcciones: Planeación, Coordinación y Desempeño; Tecnologías de Información; Alianzas y Nuevos Negocios; Finanzas; Administración y Servicios y la Jurídica.

Con la ejecución de la reorganización corporativa, la empresa alinea su estructura a las necesidades del mercado y a la eficiencia de las operaciones, disminuyendo líneas de mando, sin impactar la operación y sin detrimento del cumplimiento de los objetivos empresariales.

Estructura Corporativa de Petróleos Mexicanos



Estructura vigente al mes de abril de 2018.

1/ La Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría. Artículo 208 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos.

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

Procura y abastecimiento

A fin de continuar fomentando la transparencia en las actividades de procura, durante 2017 se consolidó el uso del Sistema de Contrataciones Electrónicas de Pemex, mediante el cual se llevan a cabo los procedimientos de contratación.

Para fortalecer la relación con proveedores, se instituyó "El día del Proveedor" habiéndose realizado eventos en la Ciudad de México el 28 de febrero de 2017; en Ciudad del Carmen, Campeche el 25 de abril 2017 y en Villahermosa, Tabasco el 6 de marzo de 2018 para dar a conocer a los proveedores y contratistas los proyectos estratégicos de la empresa a fin de incentivar su participación. Se instaló la Comisión Consultiva Empresarial de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias para establecer un canal formal de comunicación entre Pemex y las empresas que participan en la cadena productiva, revisar temas de interés mutuo y promover las acciones necesarias para eficientar la procura en Pemex.

En 2017, se formalizaron cinco Acuerdos Referenciales: Servicios de Procesamiento de Información Sísmica, Servicios Integrados de Perforación y Terminación de Pozos Exploratorios Marinos, Servicios de Contención, Servicios de Caracterización y Servicios de Remediación de Sitios. A través de estos mecanismos se fomenta la transparencia y se simplifican los procedimientos de contratación, haciéndolos más eficientes.

A partir de los cambios en la visión de procura en 2016, se ha incrementado el número de proveedores y contratistas registrados en la Herramienta Integral de Información de Proveedores (HIIP) pasando de 5,152 en 2016 a 8,604 en 2017. La HIIP es la herramienta que consolida información general y específica de las fuentes potenciales de procura y abastecimiento.

Durante 2017, se dio continuidad a las acciones para fomentar los concursos abiertos y disminuir el número de adjudicaciones directas, mientras que en 2015 el 80% del monto contratado correspondió a adjudicaciones directas, durante 2016 el porcentaje disminuyó a 56% y en 2017 a 16%.

En 2017, la mayor parte de los ahorros se obtuvieron de las nuevas contrataciones, los ahorros totales fueron de 25,716 millones de pesos, divididos de la siguiente forma: por nuevas contrataciones 20,820 millones de pesos y por renegociaciones 4,896 millones.

Servicios de salud

De acuerdo con lo señalado en los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, sobre consolidar las acciones de protección, promoción de la salud y prevención de enfermedades y de asegurar el acceso efectivo a los servicios de salud con calidad, Pemex ha privilegiado las acciones preventivas como tarea fundamental del modelo integral de salud.

Como parte de las acciones de prevención, se desarrollan actividades en materia de educación y promoción de la salud, cuidado de salud en la mujer, promoción de estilos de vida saludable, acciones de prevención y promoción en control de fauna nociva y transmisora, programas preventivos dirigidos a las adicciones, entre otros.

En concordancia con las disposiciones de la Ley General de Salud, los Lineamientos del Sistema Nacional de Salud y el Contrato Colectivo de Trabajo 2017, en 2017 los servicios de salud de Pemex llevaron a cabo una serie de acciones, de las cuales destacan:

- Certificación de 15 unidades médicas de Pemex por el Consejo de Salubridad General, con lo que se alcanzó 73% de certificación, el más elevado entre las instituciones del Sector Salud. Se tiene programado certificar 15 unidades médicas más para llegar al total de 54 unidades con que se cuenta.
- Se continuó con la realización de exámenes médicos conforme al Programa de Vigilancia de la Salud de los Trabajadores por Exposición Laboral. En particular, se logró una disminución de 45% en el número de traslados a tierra de personal con enfermedades ordinarias respecto a 2016.
- Debido a la contingencia por los sismos que se suscitaron, se implementó el Programa de Atención en Crisis y Ayuda Psicológica durante septiembre, para todos los trabajadores y sus familiares, así como para cualquier afectado por el sismo.

2.4. Órgano de gobierno

La Ley de Petróleos Mexicanos establece como máximo órgano de gobierno de la empresa un Consejo de Administración, conformado por cinco consejeros del Estado y cinco consejeros independientes. Al mes de abril de 2018, los integrantes son:

Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

Consejeros Representantes del Estado

Consejero Presidente	Presidente Suplente
Lic. Pedro Joaquín Coldwell Secretario de Energía	Lic. Fernando Zendejas Reyes Subsecretario de Electricidad de la Secretaría de Energía
Consejeros Propietarios	Consejeros Suplentes
Dr. José Antonio González Anaya Secretario de Hacienda y Crédito Público	Dr. Alberto Torres García Subsecretario de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público
Lic. Ildelfonso Guajardo Villarreal Secretario de Economía	Lic. José Rogelio Garza Garza Subsecretario de Industria y Comercio de la Secretaría de Economía
Ing. Rafael Pacchiano Alamán Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales	Dr. Rodolfo Lacy Tamayo Subsecretario de Planeación y Política Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
Dr. Aldo Flores Quiroga Subsecretario de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía	

Consejeros Independientes de Petróleos Mexicanos

Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana
Ing. Jorge José Borja Navarrete
Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra
Lic. Felipe Duarte Olvera
Lic. María Teresa Fernández Labardini

Actualizado al mes de abril de 2018.

En la Ley referida se determina la integración de cuatro comités con atribuciones particulares:

- **Comité de Auditoría:** dar seguimiento a la gestión, a la evaluación del desempeño financiero y operativo de la empresa y supervisar los procesos vinculados con la generación de información financiera y la ejecución de auditorías.

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

2.5. Estrategia y perspectivas

Los objetivos y estrategia de Petróleos Mexicanos se encuentran plasmados en su Plan de Negocios 2017-2021^{9/}. Dicha estrategia, con la rentabilidad como eje rector, estableció las medidas de corto y mediano plazo para capitalizar la oportunidad histórica de la Reforma Energética con los instrumentos y flexibilidad necesarios para:

- Focalizar el negocio en actividades estratégicas.
- Establecer alianzas y asociaciones.
- Fortalecer la eficiencia y eficacia operativas.

Una mejora en los procesos, el incremento de la productividad y la eficiencia, un manejo disciplinado de los recursos, la implementación de estrategias financieras y la consolidación de los esquemas de migración de las asignaciones, le permitieron alcanzar las metas establecidas en el Plan de Negocios, relativas al balance financiero, producción de crudo, incorporación de reservas y del índice de frecuencia de accidentes. Se logró reducir las emisiones de dióxido de carbono equivalente y se cumplió con la meta de reúso de agua.

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

Pemex logró avances importantes en diversas oportunidades de negocio, tales como migraciones, participación exitosa de PEP en varias rondas, formalización de algunas alianzas estratégicas en Transformación Industrial, firma de un contrato como resultado de la Temporada Abierta de la infraestructura de transporte y almacenamiento, realización de subastas de productos y gestiones para importación de materia prima para Pemex Etileno, entre otros. Esto en un entorno de la industria que no le ha sido del todo favorable, derivado de cambios en los mercados, baja en la actividad de la industria petrolera y curvas de aprendizaje en la implementación de los mecanismos de migración de asignaciones.

Ante una expectativa para el mediano plazo de niveles conservadores en el precio internacional del crudo y con mercados nacionales cada vez más competidos, acceder a los recursos financieros y técnicos necesarios para alcanzar sus metas, requiere mantener la conducción de la empresa enfocada en la utilización de las herramientas disponibles gracias a la Reforma Energética, por lo que en 2018, Pemex continúa con la disciplina presupuestal y operativa, simplificando sus procesos administrativos, mejorando sus procesos sustantivos, su productividad y su eficiencia y redoblará esfuerzos en la ejecución de las oportunidades de negocio, para convertirse en una empresa rentable y competitiva en el mediano plazo, desarrollando sus actividades con sentido de equidad, responsabilidad social y ambiental, contribuyendo así con el desarrollo nacional.

Los aspectos específicos relativos a las estrategias para cada línea de negocios se presentan en la sección correspondiente.

3. Exploración y producción de hidrocarburos

Pemex establece en su Plan de Negocios utilizar las herramientas que le brinda la Reforma Energética en un mercado de condiciones cambiantes y cada vez más competido para diversificar sus riesgos y apoyar sus programas de inversión, complementar su portafolio de recursos prospectivos, con el objetivo de poder aumentar su producción y la productividad de sus operaciones, incorporar nuevas reservas, mejorar los términos fiscales de la empresa y diversificar sus fuentes de financiamiento, siempre buscando incorporar tecnologías de punta para campos complejos.

Se ha avanzado en la migración de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) y de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) a los Contratos de Exploración y Extracción (CEE). Se han definido migraciones sin socio y *farm-out* con base en las características de las asignaciones y se ha incrementado el portafolio de exploración con las licitaciones ganadas en las rondas nacionales 1.4 en 2016; 2.1 en 2017 y en 2018 las rondas 2.4 y 3.1.

3.1. Exploración, desarrollo y reservas

Para incrementar las reservas teniendo en consideración criterios de sustentabilidad y costos competitivos, en 2017 Pemex desarrolló actividades exploratorias que se enfocaron en la búsqueda de aceite en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste y en aguas profundas en el proyecto Área Perdido.

En aguas profundas se están evaluando los recursos y complementando las capacidades para la exploración mediante el desarrollo de alianzas que en el mediano y largo plazo permitan incorporar los descubrimientos como reservas e incorporarlas a la producción.

Durante 2017 se adquirieron datos sísmicos tridimensionales (3D) del levantamiento Canin-Suuk, ubicado en aguas someras y Centauro Multiacimut 3D en aguas profundas. En cuanto a la perforación de pozos, se concluyeron 24 pozos exploratorios, resultando 15 productores y nueve improductivos. El éxito geológico fue 63% y el éxito comercial 31%.

En áreas con yacimientos no convencionales, el 16 de marzo de 2017 la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) emitió los lineamientos para la regulación en yacimientos no convencionales; el 30 de agosto del mismo año la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) publicó en el Diario Oficial de la Federación los "Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales". Con lo anterior Pemex ha iniciado la gestión de los permisos de perforación de pozos exploratorios en yacimientos no convencionales ante la ASEA y Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Se estima iniciar la perforación de este tipo de pozos en 2018 con total apego a la normatividad y lineamientos establecidos.

Las actividades exploratorias realizadas durante 2017 permitieron incorporar reservas 3P por 1,194 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). Los descubrimientos se ubicaron en las Cuencas del Sureste tanto en su porción terrestre como marina, donde se adicionaron 636 MMbpce a través de los descubrimientos realizados en los campos Hok, Octli, Suuk, Teekit Profundo, Valeriana y Xikin; en la Cuenca de Veracruz con el campo Ixachi que incorporó 366 MMbpce; y en aguas profundas del Golfo de México donde el campo Nobilis adicionó 192 MMbpce gracias a los resultados positivos de su delimitación.

El descubrimiento del campo Ixachi posee un gran valor económico y estratégico por estar ubicado en áreas terrestres cerca de infraestructura existente, lo que significa que puede entrar en producción en un tiempo menor.

Concepto	2016	2017	
		Observado	Plan de Negocios
Incorporación de reservas 3P (MMbpce)	684	1,194 ^{1/}	1,100

1/ Información preliminar sujeta a la dictaminación de la CNH.

La extracción de hidrocarburos en el año ascendió a 998 MMbpce, lo que significa una tasa de restitución de reservas 3P por incorporación exploratoria, definida como el cociente de reservas 3P descubiertas entre la producción del periodo, de 119.7%.

Los descubrimientos realizados en 2017 en particular en áreas terrestres y de aguas someras incorporados a producción en el corto y mediano plazo permitirán fortalecer la plataforma de producción de Petróleos Mexicanos.

Las actividades realizadas en 2017 en materia exploratoria incorporaron 246 MMbpce de reservas probadas; la mayor alcanzada desde 2010. Al 1 de enero de 2018, del total de las reservas 1P de la nación, las asignadas a Petróleos Mexicanos ascendieron a 6,427 millones de barriles de petróleo crudo (MMb), condensados y líquidos de plantas y 6,593 mil millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas seco. La relación reserva-producción para reservas probadas fue 7.7 años. Las reservas 1P, 2P y 3P se encuentran en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la CNH con base en sus propios lineamientos.

Reservas probadas de Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2018^{1/}

	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Total MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Líquidos de plantas ^{2/} MMb	Gas seco ^{3/} MMbpce	Gas natural MMMpc	Gas seco MMMpc
Probadas	7,694.7	5,806.5	66.7	553.8	1,267.7	9,329.7	6,593.3
Aguas profundas	63.5	0.0	1.4	0.0	62.2	361.7	323.3
Aguas someras	5,281.7	4,452.4	42.9	300.9	485.4	4,144.7	2,524.6
Campos terrestres	2,349.5	1,354.1	22.4	252.8	720.2	4,823.4	3,745.5

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

1/ Información preliminar sujeta a la dictaminación de la CNH.

2/ Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

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

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

En 2017, las reservas probadas 1P fueron afectadas por la producción, que se ubicó en 998 MMbpce y la participación en *farm-outs* por 43 MMbpce. Este volumen fue compensado por la restitución de 174 MMbpce de reservas probadas. De esta forma se pasó de 8,561.8 MMbpce a 7,694.7 MMbpce al 31 de diciembre de 2017. La tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P^{10/} alcanzó 17.5%. Este resultado es favorable en comparación a lo registrado en 2016 que fue 4%.

El valor positivo de 174 MMbpce resulta de la incorporación de reservas probadas por los campos nuevos de 246 MMbpce debido a la actividad exploratoria y la disminución por 72 MMbpce por concepto de desarrollos, revisiones al comportamiento y delimitación. La reducción en las reservas probadas se ubicó principalmente en los campos Íride, Cuñducán, Presidente Alemán y Akal. Por otro lado, se tuvieron incrementos importantes en los campos Onel, Xanab y Balam.

Avances derivados de la Reforma Energética

Como resultado de la implementación de las diferentes alternativas que ofrece la Reforma Energética, existen avances importantes en los *farm-outs* y se tuvo una participación exitosa en la Ronda 2.1 y en 2018 en la Ronda 2.4 y en la Ronda 3.1.

En lo que se refiere a los *farm-outs*, destaca lo siguiente:

Trión

Pemex Exploración y Producción y BHP Billiton firmaron el 3 de marzo de 2017 el contrato de licencia para el desarrollo de este bloque en aguas profundas. Esta es la primera asociación para exploración y producción vía *farm-out* que PEP realiza en su historia con una participación de 40%.

BHP Billiton como socio operador resultó la empresa ganadora de la licitación, obteniendo 60% de participación en el proyecto, ofreciendo una regalía adicional de 4% y una aportación de 624 millones de dólares adicionales a los 570 millones de dólares de la aportación mínima, que le permitirá a Pemex no destinar recursos al proyecto en aproximadamente 4 años.

Ogarrio

El 4 de octubre de 2017, se llevó a cabo la licitación de este *farm-out* terrestre, con la finalidad de encontrar un socio operador para Pemex. Se trata de un Contrato de Extracción bajo la modalidad de Licencia. La CNH declaró ganadora a la compañía DEA Deutsche Erdoel quien pagará a Pemex 373 millones de dólares, con un 50% de participación en el negocio. La propuesta incluyó una regalía adicional de 13%.

10/ Nota: Cociente resultante del total de reservas probadas adicionadas en 2017 entre el volumen producido en el mismo periodo.

- El área de Ogarrio se localiza en el estado de Tabasco y cuenta con reservas 3P del orden de 54 MMbpce. Se trata de un campo con producción inmediata de aceite ligero (37° API), con oportunidades de incrementar la producción y su factor de recuperación, con costos de producción competitivos.
- En diciembre de 2017 se presentó a la CNH el Plan Provisional para su aprobación.
- El 6 de marzo de 2018 se firmó el Contrato de Extracción entre PEP y Deutsche Erdoel México.

Cárdenas-Mora

El 4 de octubre de 2017 se llevó a cabo la licitación de este *farm-out* terrestre con la finalidad de encontrar un socio operador para Pemex. Se trata de un Contrato de Extracción bajo la modalidad de Licencia. La CNH declaró ganadora a la compañía Cheiron Holdings Limited quien pagará a favor de Pemex 166.5 millones de dólares, con un 50% de participación en el negocio. La propuesta incluyó una regalía adicional de 13%.

- El *farm-out* Cárdenas-Mora se ubica en el estado de Tabasco y cuenta con reservas 1P del orden de 93 MMbpce.
- Los campos Cárdenas y Mora cuentan con producción inmediata de aceite de excelente calidad (39° API) y bajos costos de producción.
- En diciembre de 2017, se presentó a la CNH el Plan Provisional para su aprobación.
- El 6 de marzo de 2018 se firmó el Contrato de Extracción entre PEP y Cheiron Holdings Limited.

Ayin-Batsil

El 4 de octubre de 2017, se llevó a cabo la licitación de este *farm-out* de aguas someras con la finalidad de encontrar un socio operador para Pemex. La CNH declaró desierta la licitación al no recibir propuestas por parte de ningún participante.

Nobilis-Maximino

El 7 de diciembre de 2017, la CNH aprobó la cancelación de la licitación dado que no se recibieron solicitudes por parte de los interesados.

Petróleos Mexicanos evaluará el momento más oportuno para continuar con estos procesos, a la espera de las condiciones más adecuadas que permitan asegurar una amplia participación en las licitaciones de los *farm-outs* Ayin-Batsil y Nobilis-Maximino.

Por su parte, la participación de Pemex en las convocatorias de la CNH para la licitación de las Rondas permitió alcanzar los resultados siguientes:

Bloque 3 Norte Cinturón Plegado Perdido (Ronda 1.4)

En diciembre de 2016, Pemex en participación con Chevron Energía de México e Inpex Corporation fueron declarados ganadores del bloque 3 Norte de la Cuarta Licitación de la Ronda 1. Este es el primer bloque adjudicado a Pemex en asociación en un proceso competitivo.

- En febrero de 2017, se firmó el contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas en su modalidad de licencia correspondiente al bloque 3 Norte del Cinturón Plegado Perdido.
- En noviembre de 2017, fue presentado el Estudio Línea Base Ambiental y se encuentra pendiente de aprobación.

Bloque 2 Tampico-Misantla (Ronda 2.1)

El 25 de septiembre de 2017, el consorcio formado por Pemex Exploración y Producción como socio Operador y la empresa alemana Deutsche Erdoel AG firmó el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Aguas Someras, con una participación de 50% respectivamente.

- El Contrato es de Producción Compartida con una participación para el Estado de 57.92% de la utilidad operativa y con una vigencia de 35 años. El factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es 60%.
- Esta alianza con Deutsche Erdoel AG permitirá a Pemex compartir riesgos y experiencias con una empresa con más de 100 años en la industria y que ha desarrollado operaciones en Reino Unido, Noruega, Egipto y Alemania, entre otros países.

Bloque 8 Cuencas del Sureste (Ronda 2.1)

El 25 de septiembre de 2017, el consorcio formado por Pemex Exploración y Producción, como Operador y la compañía colombiana Ecopetrol firmaron el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Aguas Someras, con una participación de 50% respectivamente.

- El Contrato es de Producción Compartida con una participación para el Estado del 20.1% de la utilidad operativa y con una vigencia de 35 años. El factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es 60%.
- Estas alianzas confirman que Pemex es un socio atractivo y competitivo que ha sabido adaptarse a las nuevas condiciones del entorno petrolero internacional, fortaleciendo sus capacidades para mantener su plataforma de producción de manera rentable, segura y sustentable.

Aguas Profundas (Ronda 2.4)

El 31 de enero de 2018 se llevó a cabo el Acto de Apertura de Propuestas y Declaración de Ganadores de la Cuarta Licitación de la Ronda 2, correspondiente a 29 contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Aguas Profundas, en los sectores Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina, bajo la modalidad de licencia con una vigencia de 25 años y dos prórrogas hasta por 15 años.

- Pemex Exploración y Producción logró la adjudicación de cuatro bloques, dos de forma individual, correspondientes a las áreas contractuales 5 de la provincia geológica Perdido y área 18 de Cordilleras Mexicanas y dos en asociación: área contractual 2 de Perdido, en consorcio con Shell y área 22 de la Cuenca Salina, en consorcio con Chevron e Inpex.

Aguas Someras del Golfo de México (Ronda 3.1)

El 27 de marzo 2018 se verificó el Acto de Apertura de Propuestas y Declaración de Ganadores de la Primera Licitación de la Ronda 3, correspondiente a 35 áreas contractuales ubicadas en aguas someras del Golfo de México.

- Pemex obtuvo siete de los 16 bloques que fueron adjudicados. En seis de éstos ganó en consorcio y consiguió uno más en lo individual.
- En la región marina Tampico-Misantla-Veracruz, Pemex ganó en consorcio con la alemana Deutsche Erdoel AG (DEA) y la Compañía Española de Petróleo (CEPSA), las áreas contractuales 16 y 17, en tanto el área 18 le fue adjudicada en asociación con CEPSA.
- En cuanto a las Cuencas del Sureste, Petróleos Mexicanos se adjudicó individualmente el área 29, en tanto que en sociedad con la empresa Total se adjudicaron las áreas 32 y 33 y obtuvo el área contractual 35 con Shell.

La fecha límite para suscribir los contratos es el 9 de mayo de 2018.

3.2. Producción de crudo y gas natural

Para sostener la producción, PEP se ha enfocado en la ejecución de una mayor actividad física, en particular en reparaciones y estimulaciones de pozos, en la incorporación de nuevos campos como Xanab y una mayor contribución de Xux, con la intensificación de la actividad física en Ayatsil y Maloob, lo que se refleja en una reducción del ritmo de declinación de la producción de crudo, derivada de la menor contribución de los campos Akal y Sihil del Activo Cantarell, Ku, Tsimin, Sinan e Ixtal en aguas someras y Samaria en campos terrestres.

En 2017, la producción total de hidrocarburos fue de 2,737.9 miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios. La producción de petróleo crudo fue 1,948.3 miles de barriles diarios (Mbd), 205.3 Mbd menor al año previo, con lo que se logró rebasar el objetivo establecido de 1,944 Mbd en el Plan de Negocios. Por tipo de crudo, se produjeron 1,049 Mbd de pesado, 688.8 Mbd de ligero y 210.4 Mbd de superligero.

Concepto	2016	2017	
		Observado	Plan de Negocios
Producción de petróleo crudo (Mbd)	2,154	1,948	1,944

Producción de hidrocarburos

	2016	2017	Var. (%)
Total de hidrocarburo (Mbpced)	3,037.0	2,737.9	-9.8
Crudo (Mbd)	2,153.5	1,948.3	-9.5
Pesado	1,102.6	1,049.0	-4.9
Ligero y superligero	1,050.9	899.2	-14.4
Gas natural (MMpcd) ^{1/}	5,792.5	5,068.0	-12.5
Gas hidrocarburo (MMpcd) ^{2/}	4,851.4	4,195.8	-13.5
Asociado	3,599.7	3,185.0	-11.5
No asociado	1,251.6	1,010.8	-19.2
Condensados (Mbd)	35.3	27.9	-21.0

1/ Incluye nitrógeno y CO₂.

2/ No incluye nitrógeno ni CO₂.

La producción de gas natural se ubicó en 5,068 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd); de este total, 4,195.8 MMpcd fueron de gas hidrocarburo, 863 MMpcd de nitrógeno y 9.3 MMpcd de CO₂. A los complejos procesadores de gas se enviaron 3,255.4 MMpcd, además de 384 MMpcd de gas seco de campos inyectado directo a ductos. La entrega neta de gas, descontando los insumos de gas seco para la operación fue 2,572.8 MMpcd.

Los esfuerzos realizados para mejorar el aprovechamiento de gas natural permitieron reducir 57.8% el envío de gas hidrocarburo a la atmósfera al promediar 215.9 MMpcd en 2017. El aprovechamiento de gas natural fue 95.7%. La tendencia favorable observada a lo largo del año se confirmó con el envío de 196.4 MMpcd el último mes del año.

Respecto al Índice de Paros No Programados (IPNP)^{11/}, correspondiente a equipos críticos, se tuvo una reducción de 50% con respecto al año anterior, al pasar de 3.4 a 1.7 por la rehabilitación de módulos de compresión y ejecución de libranzas mayores de instalaciones. Las acciones para 2018 se enfocarán en la atención de equipos con fallas recurrentes con mayor impacto al negocio, como equipos de bombeo y compresión.

11/ Es el porcentaje del tiempo que un equipo o instalación incurrió en paros que no fueron programados con relación a un periodo de análisis establecido.

Durante 2017, el costo total de hidrocarburos^{12/} se ubicó en 19.64 US\$/bpce, lo que significó un crecimiento de 18.2% con respecto al año previo, debido a factores como una menor producción y al incremento en el gasto en las compras interempresas, en los derechos y en los impuestos.

Los principales proyectos de 2017 se presentan a continuación:

- Ku-Maloob-Zaap. Produjo 820 Mbd de crudo y 394 MMpcd de gas hidrocarburo, que significaron 42.1% y 9.3%, en el mismo orden, de la producción de la empresa. El proyecto registró erogaciones por 36,151 millones de pesos^{13/}, equivalente a 99% del presupuesto modificado.
- Chuc alcanzó una producción 176 Mbd de crudo y 277 MMpcd de gas, lo que representó una aportación de 9% y 6.6% del total, respectivamente. El ejercicio de inversión sumó 16,497 millones de pesos, lo que significó un cumplimiento de 100%.
- Yaxché, que se encuentra en etapa de desarrollo, tuvo una producción de 176 Mbd de crudo y 133 MMpcd de gas, con una participación 9% y 3.2% de la producción, en el mismo orden. El proyecto erogó 11,015 millones de pesos, que representó la totalidad del presupuesto asignado.
- Cantarell se encuentra en la fase de recuperación secundaria y mejorada: aportó 144 Mbd de crudo y 522 MMpcd de gas hidrocarburo, que significaron 7.4% y 12.4% de la producción, en el orden citado. La inversión realizada fue 16,800 millones de pesos, 100% del presupuesto.
- Burgos está en su etapa de declinación y mantenimiento. Produjo 16.6% del total de gas natural, equivalente a 699 MMpcd. La inversión fue 3,307 millones de pesos.

En 2017, las actividades de desarrollo consistieron en la terminación de 55 pozos, de los cuales 50 resultaron productores, cuatro improductivos y un pozo inyector. Como resultado de la producción de pozos nuevos y de las reparaciones mayores de los existentes, se logró un volumen incremental de 116.1 Mbd.

Avances derivados de la Reforma Energética

Con el propósito de aprovechar las ventajas que permite la Reforma Energética de mejorar los resultados de las operaciones para hacer más competitivo, se logró concretar la firma del contrato para la extracción de hidrocarburos en aguas someras para las áreas contractuales Ek-Balam, migración sin socio y Santuario-El Golpe, migración con socio.

12/ Este dato incluye el costo de producción (gasto de operación y derechos de extracción y actividad dividido entre el número de barriles producidos, que asciende a 10.99 US\$/bpce), así como la inversión en desarrollo, infraestructura de transporte y actividades de descubrimiento.

13/ La información de inversión es preliminar, se actualizará con la versión de Cuenta Pública.

Ek-Balam

El 2 de mayo de 2017, Pemex Exploración y Producción y la CNH firmaron el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos (CE) bajo la modalidad de Producción Compartida en aguas someras, sin socio, para el área contractual Ek-Balam, ubicada en la Sonda de Campeche, con reservas 2P aproximadas de 481 MMb de aceite y 126 mil millones de pies cúbicos de gas (MMMpc) al 1 de enero de 2017.

Santuario-El Golpe

El 18 de diciembre de 2017, Pemex Exploración y Producción, Petrofac y la CNH firmaron el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en campos terrestres, primera migración de CIEP a CE, para el área contractual Santuario-El Golpe, ubicada en la Cuenca Salina del Istmo, con reservas 2P de 120 MMb de aceite y 574 MMMpc de gas al 1 de enero de 2017.

- El contrato fue autorizado con una vigencia de 25 años con dos posibles prórrogas de cinco años cada una, previa solicitud a la CNH.
- Como parte de la contraprestación el estado recibirá el 65% y el consorcio formado por PEP y Petrofac el 35% de la utilidad operativa.
- Entre otros beneficios del régimen fiscal como contratista se encuentra el factor de recuperación de costos, gastos e inversiones que es 40%.
- El interés de participación de las empresas es PEP 64% y Petrofac 36%.

Misión

El Consejo de Administración autorizó la migración de la Asignación Misión a un Contrato para la Extracción de Hidrocarburos. PEP y el contratista ratificaron ante la Secretaría de Energía (SENER) su aceptación a las condiciones contractuales y fiscales del CE.

Migración de Asignaciones con Socio Fase I

- Se documentaron 11 clústeres terrestres, de los cuales 7 (27 asignaciones), fueron autorizados por el Consejo de Administración y enviados a la SENER el 3 de agosto de 2017 para su migración a CEE.
- El 4 de diciembre de 2017, fue otorgada la procedencia a tres: Cinco Presidentes, Bacal-Nelash y Lacamango.
- Los cuatro restantes (Giraldas-Sunuapa, Artesa, Juspi-Teotleco y Bedel) debido a su componente exploratoria, se solicitó la modificación del polígono el cual fue resuelto el 18 de diciembre de 2017 y serán considerados en la siguiente fase.

Migración de Asignaciones con Socio Fase II

- En proceso de autorización interna nueve clústeres terrestres de Fase II (55 asignaciones, 53 de extracción y dos exploratorias) y los cuatro clústeres que estaban en proceso de documentación.

A partir del segundo semestre de 2016, se ha observado un aumento relevante en actos ilícitos en plataformas marinas y en la Terminal Marítima Dos Bocas, que coincide con la liberación de las zonas de seguridad en la sonda de Campeche y la reducción de la actividad económica en la región. Mientras que en 2016 se presentaron 114 eventos delictivos, en 2017 se tienen 276 registrados. Al cierre de 2017, los costos para reponer lo sustraído y los equipos afectados se estiman en 66 millones de dólares, con un impacto de 20 millones de dólares por la producción diferida.

Para atender esta problemática se ha efectuado un despliegue de sistemas tecnológicos de vigilancia, detección de intrusos y control de acceso en las zonas afectadas. Desde octubre de 2016, en coordinación con la Secretaría de Marina (SEMAR), se han articulado ocho células o escuadras para la vigilancia de las plataformas estratégicas, cada una compuesta por dos elementos de la SEMAR y uno de Pemex y se formalizó un protocolo de comunicación para el reporte de eventos delictivos. Se cuenta con un helicóptero exprofeso para la actividad nocturna y la SEMAR adicionó, a partir del mes de abril 2018, otra embarcación interceptora tipo patrulla oceánica.

Un aspecto a destacar es que, como consecuencia de la gestión realizada por Pemex, fue aprobada y publicada el 30 de noviembre de 2017 en el Diario Oficial de la Federación, la ampliación de zonas de seguridad en instalaciones costa afuera de 500 a 2,500 metros.

3.3. Perforación y servicios

Con base en las prerrogativas que brinda la Reforma Energética, en 2017 se concretaron contratos para prestación de servicios a las compañías Marinsa y Perseus y acuerdos de coordinación para prestar servicios de manera conjunta, con las empresas COSL México y Marinsa. Con estos últimos se complementan las capacidades de PPS, habilitándola para participar en licitaciones emitidas por PEP y otros clientes. En este contexto destaca la obtención de la certificación del Sistema Integral de Gestión de PPS bajo las normas ISO 9001 y 14001, así como la OHSAS 18001, requisito indispensable para vender servicios a diversos clientes.

Las actividades realizadas para PEP consistieron en la perforación de 13 pozos terrestres y 39 marinos, mientras que se terminaron 11 y 43 pozos, en el mismo orden. PPS efectuó la reparación de 396 pozos terrestres y 103 marinos. Con respecto a 2016, la actividad de PPS en 2017 fue menor en forma global en 24%, debido principalmente a una reducción en la asignación presupuestal a PEP, al retraso en la emisión de permisos a PEP por parte de la CNH y a la contención del presupuesto autorizado.

Adicionalmente, se completó la perforación de un pozo profundo para el Sistema de Aguas de la Ciudad de México y CONAGUA. En 2017, PPS registró en sus equipos operando una disponibilidad mecánica de 99%, superior en 3% a la de 2016. Como parte de su proceso de optimización, PPS lleva a cabo la desincorporación de activos no productivos, el mantenimiento preventivo de su infraestructura para mejorar la eficiencia operativa y realiza entrenamiento especializado para tripulaciones de perforación de alto desempeño.

PPS mantuvo activos los proyectos de arrendamiento financiero mediante los cuales adquirió en años anteriores dos plataformas autoelevables y nueve equipos de perforación terrestre. La flota operable considera 83 equipos de perforación y 125 unidades de servicios a pozos.

4. Refinación, proceso de gas y petroquímica

Las actividades relacionadas con el procesamiento de hidrocarburos y producción de petroquímicos que desarrolla Pemex presentan oportunidades derivadas de los instrumentos y la flexibilidad que ofrece la Reforma Energética, que se enmarcan en un nuevo entorno de competencia.

A fin de capitalizar estas oportunidades se implementaron mecanismos como las alianzas y asociaciones con terceros con el fin de compartir riesgos, mejorar prácticas y obtener los beneficios económicos derivados de estos proyectos, lo que le permitirá revertir las pérdidas económicas y operativas.

4.1. Transformación industrial

El proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue 767 Mbd con respecto a 2016, las refinerías que presentaron una reducción fueron Salina Cruz (101.7 Mbd), Madero (42.8 Mbd) y Minatitlán (26.1Mbd) mientras que las refinerías de Tula y Cadereyta incrementaron su proceso.

Pemex Transformación Industrial presentó grandes retos operativos a partir del tercer trimestre de 2017. Su desempeño se vio impactado por los sismos registrados en el territorio nacional que afectaron a la refinería de Salina Cruz y las tormentas tropicales, Calvin a la misma refinería y en agosto Harvey redujo la disponibilidad de petrolíferos en la Costa Norteamericana del Golfo.

En junio, la tormenta tropical Calvin provocó inundaciones en la refinería de Salina Cruz y un incidente en el área de bombas. Esta situación derivó en un paro total de emergencia de la refinería para realizar trabajos de mantenimiento programados y correctivos a fin de garantizar el arranque seguro de las plantas.

El 7 de septiembre el sismo de 8.2 grados ocasionó que la refinería de Salina Cruz entrara en paro seguro. Las continuas réplicas^{14/} y los sismos del 19 de septiembre de 7.1 grados y del 23 de septiembre de 6.1 grados, con epicentro a 50 kilómetros de la refinería, complicaron los trabajos de rehabilitación de los sistemas de generación eléctrica que fueron los más afectados. La refinería reinició operaciones en plantas de proceso en noviembre de 2017.

Con la finalidad de recuperar la capacidad de procesamiento en condiciones de rentabilidad, se emprendió un importante programa de mantenimiento en el Sistema Nacional de Refinación, principalmente en las refinerías de Madero y de Minatitlán; sin embargo, estos trabajos afectaron la producción.

14/ Se registraron 4,326 réplicas en 15 días.

Es notable que la empresa realizó un gran esfuerzo que permitió garantizar el abasto de combustibles en el país de forma oportuna y sin comprometer sus resultados económicos.

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

	2016	2017	Var. (%)
Petróleo crudo	933.1	767.0	-17.8
Pesado	399.2	310.6	-22.2
Superligero, ligero y otros ^{1/}	533.9	456.4	-14.5

1/ Considera crudo reconstituido (gasolina de Poza Rica).

La producción de petrolíferos en las refinerías fue 759.9 Mbd, debido principalmente al menor proceso de crudo.

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

Producto	2016	2017	Var. (%)
Petrolíferos, SNR ^{1/}	945.1	759.9	-19.6
Gasolinas ^{2/}	310.4	246.4	-20.6
Diesel	216.2	153.6	-29.0
Turbosina	42.8	40.5	-5.4
Combustóleo	228.1	217.3	-4.7
Otros ^{3/}	147.6	102.1	-30.8

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

2/ Se refiere a gasolinas provenientes del crudo.

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

En plantas de gas se procesaron 3,237.3 MMpcd de gas húmedo, como consecuencia de la menor oferta de gas húmedo amargo del mesozoico y de gas húmedo dulce de Burgos.

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

	2016	2017	Var. (%)
Gas húmedo total	3,671.5	3,237.3	-11.8
Gas húmedo amargo	2,996.9	2,687.7	-10.3
Gas húmedo dulce	674.6	549.6	-18.5
Condensados ^{1/} (Mbd)	41.1	32.4	-21.2

1/ Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

Con el procesamiento del gas húmedo recibido, la producción de gas natural seco promedió 2,666.7 MMpcd, cifra 13.3% inferior con respecto a 2016.

Derivado del fraccionamiento de los líquidos del gas natural, la producción de gas licuado se ubicó en 144.6 Mbd. Del total de la producción, 87.1% provino de los complejos procesadores de gas, 11.1% del SNR y 1.8% de PEP. La principal variación se presentó en los complejos procesadores de gas.

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

Producto	2016	2017	Var. (%)
Gas natural (MMpcd) ^{1/}	3,074.2	2,666.7	-13.3
Gas licuado ^{2/}	159.2	144.6	-9.2
Complejos procesadores de gas	138.9	126.0	-9.3
Sistema Nacional de Refinación	17.2	16.1	-6.4
Pemex Exploración y Producción	3.1	2.5	-19.4
Etano ^{3/}	106.4	101.3	-4.8
Gasolina natural ^{4/}	61.9	51.8	-16.3

1/ Incluye la producción de plantas y el etano inyectado a ductos de gas seco, éste último 27.4 MMpcd en 2016 y 3.9 MMpcd en 2017.

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

3/ Equivale a 2,215.9 Mt en 2016 y a 2,105.4 Mt en 2017.

4/ Equivale a 2,402.5 Mt en 2016 y a 2,006.3 Mt en 2017.

La elaboración de productos petroquímicos se ubicó en 6,192.3 Mt; el etano y gasolina natural, además de los aromáticos y derivados representan casi 80% de este volumen.

Pemex Transformación Industrial
Elaboración de petroquímicos
(miles de toneladas)

Producto	2016	2017	Var. (%)
Petroquímicos ^{1/}	7,444.0	6,192.3	-16.8
Etano y gasolina natural ^{2/}	4,618.4	4,111.7	-11.0
Aromáticos y derivados ^{3/}	940.2	622.0	-33.8
Azufre ^{4/}	673.3	551.3	-18.1
Materia prima para negro de humo ^{5/}	288.0	267.1	-7.3
Propano-propileno ^{5/}	333.4	217.1	-34.9
Metanol ^{6/}	145.1	115.8	-20.2
Otros petroquímicos ^{7/}	445.6	307.3	-31.0
Gasolinas (petrolíferos) ^{8/}	80.4	12.5	-84.5

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

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

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

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

5/ Sistema Nacional de Refinación.

6/ Complejo Petroquímico Independencia (San Martín Texmelucan).

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

8/ Gas nafta, gasolina base octano y nafta pesada del CPG Área Coatzacoalcos. Por ser petrolíferos no se contabilizan con los petroquímicos. Se enviaron a refinerías 14.9 Mbd en 2016 y 10.5 Mbd en 2017.

Si bien se registra una mejora en el IPNP, de 8.3 en 2016 a 7.6 en 2017, siguen siendo recurrentes los paros no programados de plantas de proceso del Sistema Nacional de Refinación, que repercutieron en la baja utilización y eficiencia de los procesos. Para revertir esta condición, se ejecutaron planes emergentes de mantenimiento integral en Madero, Minatitlán y Salina Cruz. Hacia 2018, las acciones se dirigirán a la eliminación de fallas recurrentes en equipos críticos de plantas de alto valor y las reparaciones mayores en Tula.

El portafolio de proyectos estructurado por Pemex Transformación Industrial tiene como objetivo que su infraestructura alcance condiciones óptimas de capacidad y confiabilidad para procesar el crudo recibido de PEP, así como satisfacer la demanda de sus mercados. Los principales proyectos contemplados son:

- Aprovechamiento de residuales en la refinería de Tula. Consiste en concluir la construcción de la planta coquizadora y realizar las adecuaciones necesarias en la refinería, con lo que se estima elevar el rendimiento en la producción de destilados de 65% a 85%. La construcción de la coquizadora tiene un avance de 60% al 31 de diciembre de 2017. Se espera concluir con esta parte de la obra a finales de 2019. Asimismo, concluyó la construcción, traslado e instalación de los seis tambores de coquización y la torre fraccionadora (principales equipos) de lo que será la planta de coquización retardada con capacidad de proceso de 85 Mbd. Se está definiendo un esquema de negocio que asegure la continuidad de este proyecto, con la participación de un socio estratégico.
- Confiabilidad de las instalaciones. Contempla las estrategias y mantenimientos ya mencionados.
- Conversión de residuales Salamanca. Su objetivo es procesar el combustóleo obtenido para obtener destilados requeridos en el mercado. Se están analizando escenarios para la ejecución de los proyectos asociados, que pudieran realizarse mediante alianzas y/o asociaciones.
- Calidad de Combustibles. Contempla la producción de gasolinas y diesel con calidad Ultra Bajo Azufre (UBA), conforme la norma NOM-016-CRE-2016. Consta de dos fases: gasolinas, cuyas plantas se encuentran en operación, con lo que las gasolinas que se producen en México cumplen altos estándares ambientales a nivel internacional; y fase diesel, donde se busca obtener recursos a través de alianzas y/o asociaciones, que permitan reanudar los trabajos pendientes y concluirlo.
- Almacenamiento subterráneo de gas licuado: la caverna tiene una capacidad de almacenamiento de 1.8 MMB en un domo salino situado en Shalapa, Veracruz, se cuenta con infraestructura de bombeo y extracción de gas, sistemas de medición remota y servicios auxiliares. Este proyecto permite capturar el beneficio derivado de la estacionalidad de los precios y mitigar los efectos de las contingencias en el LPG ducto, se minimizan las penalizaciones por retrasos en las descargas de gas licuado importado por medio de buque tanque.

Durante 2017 se llevó a cabo el proceso de empaque y pruebas de desempeño y la recepción de gas en la caverna. El proyecto se concluyó e inició la operación comercial el 16 de noviembre de 2017.

- Para incrementar la eficiencia energética en los centros de trabajo, Pemex TRI participa en el proyecto de cogeneración desarrollado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que permitirá a Pemex recibir energía térmica para sus procesos productivos mediante un contrato para el suministro de 662 toneladas por hora de vapor a la refinería de Salamanca.

Con este contrato de servicio se espera una optimización de los costos de operación y reducir las emisiones de contaminantes en dicha refinería. Al cierre de 2017 se realizaron las pruebas de desempeño para la interconexión con la refinería de Salamanca para verificar el cumplimiento de los estándares de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental. Actualmente, Pemex está revisando los instrumentos jurídicos necesarios para establecer las condiciones de la prestación del servicio de largo plazo entre Pemex y la CFE. Se estima llegar a un acuerdo de la tarifa a finales del primer semestre de 2018 y con esto poder iniciar la operación tomando como base el convenio de largo plazo acordado (20 años).

- Cogeneración Tula: el desarrollo de este proyecto permitirá a Pemex mejorar el desempeño energético y la confiabilidad operativa de la refinería, disminuyendo el consumo de combustibles, las emisiones de gases de efecto invernadero y reduciendo los costos de operación. El proyecto consiste en una planta de cogeneración eficiente con capacidad de generación de energía eléctrica y vapor para entregar en la refinería Miguel Hidalgo, así como para suministrar energía limpia al Sistema Eléctrico Nacional.

Con base en los requerimientos prospectivos de la demanda de energía eléctrica y vapor de la refinería, se está definiendo la mejor alternativa para desarrollarlo. El inicio de su operación comercial se estima en el segundo semestre de 2021.

Avances derivados de la Reforma Energética

- El 1 de septiembre de 2017 se firmaron los contratos correspondientes a la alianza con Air Liquide para el suministro de hidrógeno a la refinería de Tula, que operará la planta de hidrógeno existente e invertirá en una segunda planta para suministrar el total del hidrógeno requerido tanto para las plantas existentes, como para los proyectos de ampliación de la refinería. Actualmente, se realizan las pruebas de desempeño y está en proceso la estabilización de la planta, por lo que se prevé iniciar el suministro de hidrógeno durante 2018.

- En el mismo sentido, derivado de un proceso competitivo, en octubre se seleccionaron a las empresas que prestarán el servicio de suministro de hidrógeno para las refinerías de Madero y Cadereyta. Los contratos se encuentran en revisión y se estima firmarlos en 2018.
- A fin de optimizar el abasto de gas húmedo, se formalizó el contrato para importación de este hidrocarburo para el Complejo Procesador de Gas Burgos.

4.2. Etileno

La producción de petroquímicos en Pemex Etileno alcanzó en 2017 un total de 1,884 Mt, 25.5% inferior respecto de 2016. Esto derivado de una reducción en el suministro de etano a Pemex Etileno, como consecuencia de la entrada en operación del consorcio Braskem-Idesa (Etileno XXI), al cual se le envió el suministro de etano desde abril 2016 y hace necesario asegurar el suministro de materia prima.

Durante 2017 la producción de derivados del etano fue 1,274.1 Mt, 24.6% menor a lo reportado el año previo, como consecuencia fundamentalmente de la menor disponibilidad de etano:

- El polietileno de alta densidad se redujo 55.7% respecto al año anterior, con menor producción de las plantas Asahi y Mitsui del Complejo Petroquímico Morelos.
- La producción de polietileno de baja densidad fue 33.2% menor a 2016.
- La producción de óxido de etileno disminuyó 25.6%.

Producción de petroquímicos de Pemex Etileno (miles de toneladas)

Producto	2016	2017	Var. (%)
Petroquímicos ^{1/}	2,528.7	1,884.0	-25.5
Derivados del etano	1,690.7	1,274.1	-24.6
Etileno	758.0	578.7	-23.7
Polietilenos	473.1	361.2	-23.7
Óxido de etileno	293.7	218.5	-25.6
Glicoles etilénicos	165.9	115.7	-30.3
Otros ^{2/}	838.0	609.9	-27.2

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

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

Se registró un IPNP de 2.3 en 2017, mientras que en 2016 dicho índice se ubicó en 6.2, por la atención de equipos con fallas recurrentes en las plantas de polietileno y del tren de aromáticos y el cumplimiento del programa de reparaciones mayores. Para 2018, se tiene programado aplicar el proceso eliminación de fallas en la planta de polietileno de baja densidad.

En 2017, Pemex Etileno implementó diversas iniciativas para enfrentar la escasez de etano y diversificar su portafolio de productos, entre las que se encuentran:

- En sinergia con Pemex Transformación Industrial, se enriqueció el contenido de propano en el etano hasta llegar a 7.1% en 2017 (80 toneladas diarias). Con este incremento se tuvo una producción adicional de etileno de 60 toneladas diarias.
- La importación de etano permitirá a Pemex estabilizar su producción de polietilenos y óxido de etileno. El primer embarque de 4,790 toneladas se recibió en enero de 2018.
- Se identificó la necesidad de diversificar el portafolio de productos de las plantas de polietileno, mediante la producción de ceras polietilénicas, polipropileno o polímeros de especialidad.
- Se concluyó con éxito la subasta electrónica para adjudicar volúmenes de óxido de etileno, con la participación de diez empresas. Se colocó el 100% del volumen disponible a un precio superior en 40.1% al ponderado previo a la subasta, efectivo a partir de agosto.

Para hacer más rentable el proceso de elaboración de óxido de etileno, en julio se rehabilitó un ducto de 5 km para el envío de oxígeno del Complejo Petroquímico Morelos al Complejo Petroquímico Cangrejera, que permite dejar de operar la planta de oxígeno de esta última, de menor capacidad y mayor costo de producción.

Al cierre de 2017, Pemex Etileno tenía un total de 26 proyectos en ejecución. La mayor parte de los recursos se ejercieron en nueve proyectos, seis de ellos de mantenimiento, uno de infraestructura y dos de modernización. Las erogaciones en el rubro de mantenimiento por 302 millones de pesos se ejercieron principalmente en las plantas de polietileno de baja densidad en el Complejo Petroquímico Cangrejera y la planta de óxido de etileno en el Complejo Petroquímico Morelos.

4.3. Fertilizantes

Pemex Fertilizantes cuenta con tres unidades de negocio: Complejo Petroquímico Cosoleacaque, único productor de amoníaco en el país; Fertinal, el principal productor de fertilizante fosfatado en Latinoamérica, ubicado en Lázaro Cárdenas y una mina en Baja California Sur y Pro-Agroindustria, con instalaciones en Pajaritos.

Cosoleacaque tiene cuatro plantas para la producción de amoníaco y en 2017 se ejecutaron mantenimientos programados a dichas instalaciones con objeto de mejorar su confiabilidad y eficiencia.

Fertinal^{15/} dispone de dos plantas de fertilizantes de complejos NPK (nitrógeno, fósforo y potasio) granulados, una planta de nitrato de amonio prilado, dos plantas de ácido sulfúrico, dos plantas de ácido fosfórico y una planta de ácido nítrico.

Por su parte, la infraestructura de Pro-Agroindustria consta de dos plantas para la producción de urea. La rehabilitación de estas plantas está en su etapa final, lo que permitirá producir 90 mil toneladas (Mt) mensuales de urea en 2018.

Pemex Fertilizantes tiene una estrategia de maximización del valor de sus activos que consiste en atraer el interés de inversionistas a efecto de realizar alianzas o desinversiones que permitan a Pemex focalizar sus recursos en los hidrocarburos y contener las pérdidas en las que incurre la línea de negocio de fertilizantes.

15/ Estructura accionaria en el apartado 10.2 Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos.

5. Logística y comercialización

5.1. Logística

Pemex Logística está considerada como una de las cinco empresas más grandes de logística de hidrocarburos, en término de activos y la única en México con capacidad de transportar, tratar y almacenar crudo y petrolíferos.

Con la apertura de mercados, tiene el reto de competir en un mercado regulado, con lo que, además de dar servicio a Pemex, puede atender a otras empresas aplicando tarifas competitivas.

La empresa presta servicios de transporte y almacenamiento de hidrocarburos principalmente a Pemex Transformación Industrial y a Pemex Exploración y Producción y a terceros (Comisión Federal de Electricidad, Aeropuertos y Servicios Auxiliares, a distribuidores de gas licuado, gasolinas y estaciones de servicio) y de operación y mantenimiento al Centro Nacional de Control de Gas Natural.

Durante 2017, se inyectaron 1,887 Mbd de petróleo crudo y productos petrolíferos, significando una disminución del 10.9% en comparación con 2016 en que la inyección fue 2,117 Mbd. La disminución se atribuye principalmente a una menor disponibilidad de crudo de Pemex Exploración y Producción y a un menor proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación. Durante 2017 se inyectaron 138 Mbd de gas licuado del petróleo, comparados con 146.3 Mbd en 2016, lo que representó una disminución del 5.7%, debido a un menor proceso de gas en los complejos procesadores^{16/}.

Con relación al transporte de gas natural, el 1 de enero de 2016 dio inicio la prestación de servicios de operación, mantenimiento y tecnologías de información (SCADA) al Centro Nacional de Control de Gas Natural. Durante 2017 se transportaron aproximadamente 5,196 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, una reducción de 4.5% en comparación con los 5,440 millones de pies cúbicos diarios que se transportaron en 2016.

16/ A partir de 2017 sólo se reportarán volúmenes inyectados de petrolíferos, esto se refiere sólo al volumen realmente inyectado al Sistema Nacional de Ductos desde los puntos de origen (refinerías del Sistema Nacional de Refinación, ductos de importación o bien ductos donde desde su origen sólo llevan producto importado) y no así a volúmenes rebombados desde algún centro de trabajo a otra terminal.

Para proporcionar estos servicios, al cierre de 2017 contaba con 151 permisos de transporte y almacenamiento otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), los cuales establecen tarifas autorizadas por ésta, con excepción de autos tanque y carros tanque para los que la regulación es únicamente técnica y las tarifas correspondientes son autorizadas por el Comité de Precios de Petróleos Mexicanos. Adicionalmente, se tienen dos permisos otorgados por la SENER para el tratamiento de crudo en Dos Bocas y Altamira.

Permisos otorgados por la CRE y la SENER

Tratamiento y logística primaria	Transporte por ducto	Almacenamiento	Otros
9 sistemas de transporte por oleoductos y gasoductos	10 sistemas	- 74 terminales de almacenamiento y despacho	- 4 permisos para transporte terrestre
- Altamira integral (petróleo y gas natural)	- Rosarito	- 7 terminales marítimas, 4 en Pajaritos (petrolíferos, petroquímicos, hidrocarburos, gas licuado)	- 32 permisos para buques tanque (16 para petróleo y 16 para petrolíferos)
- Misión (petróleo y gas natural)	- Guaymas	- 9 terminales de distribución de gas licuado	- 6 permisos para chalanes
- Santuario (petróleo y gas natural)	- Topolobampo		
- Aceite terrestre sur ^{1/}	- Norte		
- Condensado terrestre sur ^{1/}	- Sur-Golfo-Centro-Occidente		
- Gas marino mesozoico	- Progreso		
	- Oleoductos		
	- Petroquímicos		
	- Sistema Hobbs-Méndez		
	- Sistema nacional de GLP		

1/ Permisos de transporte que continúan en proceso de subrogación de Pemex Exploración y Producción a Pemex Logística ante la CRE.

Principales proyectos

La cartera de proyectos de Pemex Logística está alineada con la estrategia del Plan de Negocios y tiene como elementos principales la reducción de costos, modernización y crecimiento marginal de la infraestructura, así como el fortalecimiento de la confiabilidad de los negocios logísticos y la focalización en los mercados más rentables y estratégicos, por ello durante 2017 se realizó lo siguiente:

- Terminal de Almacenamiento y Despacho (Tapachula, Chiapas). En 2017, se puso en funcionamiento la nueva Terminal, garantizando con ello el abasto de combustibles en esa zona del sureste de México; distribuirá diariamente más de 5,000 barriles de gasolina y diesel a 62 gasolineras de la región costera del estado bajo los más altos estándares de seguridad y con la tecnología más moderna en materia de almacenamiento. La antigua terminal operaba dentro del área urbana de la ciudad de Tapachula, rodeada de escuelas, casas y comercios. Su reubicación tiene como objetivo incrementar de 24 a 65 mil barriles su capacidad de almacenamiento en esta estratégica región del sur del país y prevé reducir el costo de transporte, al sustituir los actuales autos-tanque por carros-tanque (ferrocarril).

- Se encuentra en ejecución el proyecto para la modernización de la flota menor con un monto estimado de 4,346 millones de pesos, que contribuirá a garantizar el cumplimiento de los programas de distribución de productos petrolíferos en ambos litorales. El proyecto consta de la construcción de 16 remolcadores y tres embarcaciones multipropósito; en 2017 se recibieron los remolcadores Pemex Mazahua, Pemex Mixteco y Pemex Maya, con lo que, al cierre del año, la Secretaría de Marina ha entregado a Pemex Logística siete remolcadores.
- Se inspeccionaron 570 kilómetros de ductos y se rehabilitaron 145 indicaciones de integridad de manera inmediata. Asimismo, se rehabilitó un sistema de protección catódica. Lo anterior garantiza el sostenimiento de las capacidades del transporte de productos petrolíferos evitando afectaciones y priorizando los recursos presupuestales asignados.
- Referente a la línea de negocio de almacenamiento, se inspeccionaron 87 tanques en las Terminales de Almacenamiento y Despacho (TAD) y se recuperaron 1,895 miles de barriles nominales de capacidad de productos petrolíferos y petroquímicos.
- En la Terminal Marítima de Pajaritos se rehabilitaron cinco tanques para almacenamiento de crudo con capacidad de 1,300 miles de barriles se recuperaron calados oficiales y se mejoraron operaciones en buques tanque, a través de dragado al área de muelles de dicha terminal.
- Se concluyó el mantenimiento mayor de un tanque de resguardo y se inició el mantenimiento mayor de otro tanque para el tratamiento y desalado de crudo en la Terminal Marítima Dos Bocas.

Avances derivados de la Reforma Energética

Una de las iniciativas más importantes para Pemex Logística es la apertura a terceros de su infraestructura de almacenamiento y transporte por medio de una Temporada Abierta, la cual consiste en un procedimiento de subasta transparente y competitiva, donde cualquier participante puede contender por la capacidad que requiera, bajo lineamientos emitidos por la CRE.

Una vez asignada a Pemex Transformación Industrial la reserva de capacidad autorizada por la CRE, suficiente para garantizar que no se afecte el abasto nacional en la actual etapa de transición, la capacidad restante se ofrece vía este mecanismo de subasta.

En mayo de 2017, se dio a conocer el resultado de la etapa 1.1 de la Temporada Abierta, para los sistemas de Baja California y Sonora. Participaron en el proceso 22 empresas, la ganadora fue la empresa estadounidense Tesoro/Andeavor que se adjudicó por tres años la capacidad asignada. En julio de 2017 se suscribieron los contratos con Tesoro/Andeavor para que utilice la capacidad de transporte por ducto y almacenamiento de Pemex, lo que permitirá aprovechar al máximo la capacidad de la infraestructura instalada.

Las capacidades asignadas en los contratos abarcaron los poliductos Rosarito-Mexicali, Rosarito-Ensenada, Guaymas-Hermosillo y Guaymas-Ciudad Obregón, así como las terminales de almacenamiento de Rosarito, Mexicali y Ensenada en Baja California; Guaymas, Ciudad Obregón, Hermosillo, Magdalena, Nogales y Navojoa, en Sonora.

Los avances de la Temporada Abierta para los siguientes sistemas son:

- Norte Zona Frontera que consta de tres terminales y dos tramos de ducto en los estados de Coahuila y Tamaulipas. Se asignó la capacidad solicitada por Pemex Transformación Industrial.
- Pacífico Zona Topolobampo. Se publicó la convocatoria el 13 de febrero de 2018. La asignación de capacidad está programada para el 20 de abril.
- Norte Zona Madero. El 13 de marzo de 2018 se publicó la convocatoria y el 21 de mayo es la fecha para la asignación de la capacidad.

Otra vertiente se refiere al desarrollo de infraestructura, donde destaca el Proyecto Peninsular que conectará por ducto Progreso y Mérida con Cancún, para abastecer de combustibles de manera más económica y eficiente a Quintana Roo y Yucatán. Este proyecto incrementará la capacidad de almacenamiento de la terminal de Mérida y contempla la construcción de una nueva terminal de almacenamiento en Cancún y un ducto Mérida-Cancún bajo un esquema de alianza. Con inversión estimada es del orden de 220 millones de dólares. La Empresa Productiva Subsidiaria se encuentra en formalización del acuerdo de socios para este proyecto.

Pemex Logística ha iniciado gestiones para incrementar la capacidad de transporte por ducto hacia la Ciudad de México, Monterrey y Tula y para mejorar la logística hacia el centro, el Bajío y occidente del país impulsa la construcción de una nueva terminal de almacenamiento y despacho en Tula, Hidalgo. Planea también acuerdos de inversión que incrementarán la capacidad de tratamiento y resguardo de crudo en las terminales de Dos Bocas y Madero y para el almacenamiento de productos refinados en sus principales terminales.

Respecto al mercado ilícito de combustibles, Pemex es el más interesado en detener el robo de combustibles en el país. En 2017, se registraron 10,363 tomas clandestinas^{17/} lo que se reflejó en un incremento de 63.1% en la desviación volumétrica en sus sistemas de transporte de refinados, principalmente por la sustracción en sus sistemas de transporte de refinados. Esto afecta de manera directa los ingresos y costos por la mitigación de daños colaterales.

El incremento de elementos de seguridad y el uso de tecnología de punta permitió recuperar cerca de 15 millones de litros de hidrocarburos sustraídos ilegalmente, así como el clausurar alrededor de 80 estaciones de servicio que no tuvieron la capacidad de comprobar la procedencia lícita de los combustibles que comercializaban.

17/ Incluye ductos de terceros operados y mantenidos por Pemex.

Durante 2017, Pemex presentó 10,078 denuncias por delitos relacionados con el mercado ilícito de combustibles, de las cuales sólo en 1,162 hubo vinculación a proceso penal por parte de la Procuraduría General de la República (PGR). Por otra parte, fueron detenidas en flagrancia 1,827 personas en ilícitos relacionados con el mismo fenómeno; en todos esos casos Pemex presentó denuncias ante la PGR; sin embargo, sólo en 6% de ellos el Poder Judicial impuso la prisión preventiva como medida cautelar.

Como Empresa Productiva del Estado sus activos y productos son propiedad de todos los mexicanos, un robo para Pemex es un robo para México por lo que solicita la colaboración de la sociedad para ser aliada en este objetivo.

Dentro de las estrategias que ha implementado está la creación de un grupo interinstitucional conformado por Pemex, la Secretaría de la Defensa Nacional, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la PGR, Policía Federal, Procuraduría Federal del Consumidor, gobiernos estatales y municipales para enfrentar este ilícito desde la sustracción del producto hasta su comercialización.

Pemex continúa optimizando y modernizando sus operaciones, que habilita el control centralizado de la información estadística relacionada con actos ilícitos en su contra, para lo cual se integraron bases de datos y se gestionó información que es usada en tareas de inteligencia y diseño de acciones estratégicas con las dependencias de la Administración Pública Federal.

5.2. Comercialización

Desde la apertura de los mercados en el ámbito nacional, que se refleja en la liberación de los precios de gasolinas y diesel, así como la eliminación del precio máximo para el gas natural, Pemex ha enfrentado cada vez en mayor grado la competencia de otros participantes. En los mercados internacionales, la exportación de crudo y la importación de petrolíferos requieren mayor agilidad en las operaciones.

En 2017, Pemex Transformación Industrial comercializó en el país 1,408.4 Mbd de productos petrolíferos, cifra 2.6% menor al año anterior, que se explica fundamentalmente por una menor demanda que se registró en el primer trimestre del año, la cual fue ocasionada por la modificación en el mecanismo de precio de los combustibles de transporte. Los productos con mayor participación en las ventas fueron las gasolinas^{18/} y el diesel con 56.6% y 25.9%, respectivamente.

En noviembre de 2017 se liberaron los precios de las gasolinas y diesel que fomentó la participación de actores adicionales y la llegada de nuevas inversiones.

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

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

Productos	2016	2017	Var. (%)
Petrolíferos ^{1/}	1,446.0	1,408.4	-2.6
Gasolinas automotrices	822.6	797.1	-3.1
Pemex Magna	637.5	660.5	3.6
Pemex Premium UBA	185.1	136.6	-26.2
Diesel	387.2	365.5	-5.6
Pemex Diesel	335.5	317.6	-5.3
Otros	51.8	47.9	-7.5
Turbosina	76.2	81.7	7.2
Combustóleo	102.6	124.7	21.5
Otros petrolíferos ^{2/}	57.4	39.5	-31.2

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

1/ No incluye gas licuado.

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

Para atender la comercialización de combustibles automotrices, al cierre de 2017 operaban 11,315 estaciones de servicio con la franquicia Pemex.

- En noviembre de 2017 se presentó el relanzamiento de la Franquicia Pemex con un innovador modelo de negocio, que incluye nuevos esquemas comerciales y nuevos servicios. Con esta renovación se busca brindar una mejor atención a los clientes finales y fortalecer la marca Pemex en el entorno de competencia en el mercado de nuestro país. Los tres esquemas comerciales que se ofrecieron fueron: Franquicia Pemex, sublicencia de productos con marca y venta de productos genéricos sin marca; considerando dos canales de comercialización: mayoreo y menudeo.

En el ejercicio 2017 para atender la porción que se conserva del mercado interno, en cumplimiento al marco regulatorio correspondiente, se comercializaron 2,623 MMpcd de gas natural^{19/}, volumen 21.6% inferior al año previo.

- El sector eléctrico demandó 815.7 MMpcd de gas natural, 536.7 MMpcd menos que el año anterior, debido a que la CFE está importando directamente gas natural para abastecer sus plantas de generación eléctrica. En los sectores industrial, distribuidoras y comercializadoras la disminución fue 187.6 MMpcd.

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

Este año fue importante para la comercialización de gas natural y para la industria en México. El 15 de junio de 2017 la CRE eliminó el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano para que se determine bajo condiciones de libre mercado. Con esto se abrió el mercado de gas natural a la competencia de otras empresas y se liberaron los precios de venta que Pemex Transformación Industrial ofrece a sus clientes.

El gas licuado registró ventas de 169.8 Mbd. Este mercado se ha recuperado ligeramente, en parte por una estrategia de Pemex para mantener su participación.

Durante 2017, se comercializaron 4,118.8 Mt de productos petroquímicos, volumen 3% mayor respecto a 2016. Las principales operaciones comerciales correspondieron a:

- Etano, con ventas por 1,147.3 Mt, 89.3% más comparado con el año previo, por el suministro durante todo el año a la planta de polietileno de Braskem-Idesa.
- Amoniaco, con un crecimiento comparativo en sus ventas de 1%, alcanzando 760.4 Mt.
- Polietilenos, de baja y alta densidad, con ventas totales por 357.6 Mt, que resultaron 23.5% inferiores a las alcanzadas en 2016, por menor disponibilidad de materia prima (etano) y problemas operativos.
- Propileno, en sus grados refinería y químico, que alcanzó un volumen de ventas de 196.6 Mt, 56.3 Mt debajo de lo observado en 2016, derivado de la reducción del proceso en la refinería de Madero.

Ventas internas de productos petroquímicos

(miles de toneladas)

Productos	2016	2017	Var. (%)
Petróleos Mexicanos	4,000.7	4,118.8	3.0
Pemex Transformación Industrial	2,151.1	2,505.2	16.5
Etano	606.0	1,147.3	89.3
Propileno	252.9	196.6	-22.3
Metanol	111.3	100.8	-9.4
Estireno	33.9	0.0	-100.0
Otros	1,147.0	1,060.5	-7.5
Pemex Etileno	915.3	645.6	-29.5
Polietilenos	467.3	357.6	-23.5
Óxido de etileno	181.3	138.1	-23.8
Glicoles etilénicos	167.5	116.2	-30.6
Otros	99.2	33.7	-66.0
Pemex Fertilizantes	934.3	968.0	3.6
Amoniaco	752.8	760.4	1.0
Otros	181.5	207.6	14.4

Pemex participa de manera intensa en los mercados internacionales, exportando petróleo crudo, combustóleo y gasolina natural e importando petrolíferos, gas natural y gas licuado. Destaca la presencia de PMI Comercio Internacional, filial de Pemex, considerada como uno de los comercializadores más relevantes del mundo.

En 2017 se registraron las siguientes operaciones de comercio exterior:

- Petróleo crudo, con exportaciones promedio de 1,174 Mbd; 1.7% menor a lo registrado en 2016. La participación de los crudos mexicanos Maya, Istmo y Olmeca fue 91.1%, 7.3% y 1.6%, respectivamente.
- Gas natural, donde las importaciones promediaron 1,766 MMpcd, volumen 8.7% menor al obtenido en 2016, debido fundamentalmente a la reducción de las ventas al sector eléctrico.
- Petrolíferos y gas licuado, que en conjunto representaron 935.4 Mbd de importaciones, en particular gasolinas automotrices (570.6 Mbd), diesel (237.5 Mbd) y gas licuado (57.2 Mbd). El incremento en los requerimientos de importación se derivó de la menor producción nacional.

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

Productos	2016	2017	Var (%)
Exportaciones			
Petróleo crudo ^{1/}	1,194.3	1,174.0	-1.7
Petrolíferos y gas licuado	132.9	113.1	-14.9
Petroquímicos (Mt)	124.7	60.5	-51.5
Gasolina natural	52.7	45.0	-14.6
Gas natural (MMpcd)	2.2	1.7	-22.7
Importaciones			
Gas natural (MMpcd)	1,933.9	1,766.0	-8.7
Petrolíferos y gas licuado	799.5	935.4	17.0
Petroquímicos (Mt)	278.2	332.8	19.6

1/ Incluye los crudos Altamira y Talam.

Como resultado de las operaciones anteriores, la balanza comercial de Pemex fue deficitaria en 3,955.3 MMUS\$, por efecto de un crecimiento de 28.4% en el valor de las exportaciones, contrarrestado por un monto 33% superior en el valor de las importaciones, principalmente gasolinas y diesel.

Balanza comercial de hidrocarburos

(millones de dólares)

Productos	2016	2017	Var. (%)
Saldo	-2,368.6	-3,955.3	67.0
Exportaciones	17,499.0	22,465.0	28.4
Petróleo crudo ^{1/}	15,582.3	20,023.5	28.5
Petrólíferos y gas licuado	1,161.9	1,655.6	42.5
Gasolina natural	733.2	746.9	1.9
Petroquímicos	20.5	37.8	84.4
Gas natural seco	1.1	1.3	18.2
Importaciones	19,867.6	26,420.3	33.0
Petrólíferos y gas licuado	17,684.3	23,813.6	34.7
Gas natural seco	2,097.9	2,484.1	18.4
Petroquímicos	85.5	122.5	43.3

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

1/ Incluye los crudos Altamira y Talam.

6. Seguridad industrial y protección ambiental

6.1. Seguridad industrial

Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias tienen implementado un Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema Pemex-SSPA), cuyo objetivo es alcanzar niveles internacionales de desempeño en la materia, mediante la incorporación de una cultura de prevención y administración del riesgo en sus operaciones y procesos productivos.

El desempeño en seguridad alcanzado en Pemex durante 2017 se reflejó en un índice de frecuencia acumulado para el personal de 0.34 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo (118 trabajadores lesionados)^{20/}, que representa el mejor desempeño histórico en materia de seguridad de la empresa. Este índice representó una disminución de 5.6% en comparación con el obtenido en 2016 de 0.36 y establecido como meta para 2017. Es de lamentar el sensible fallecimiento de diez trabajadores durante este periodo.

Concepto	2016	2017	
		Observado	Plan de Negocios
Índice de frecuencia de accidentes (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)	0.36	0.34	0.36

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

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF	PCS
2016	0.36	0.25	0.39	0.47	0.34	0.00	1.00	0.00
2017	0.34	0.13	0.20	0.76	0.74	0.16	1.43	0.00
Var (%)	-5.6	-48.0	-48.7	61.7	117.6	-	43.0	-

Por su parte, el índice de gravedad resultante para el personal de Pemex alcanzó 21 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, valor 8.7% menor al registrado en 2016 y mayor a la meta establecida de 20 días.

^{20/} Con base en el informe anual de desempeño en materia de seguridad industrial de la *International Association of Oil and Gas Producers* (IAOGP), en 2012 se tiene un valor de referencia de 0.47 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, en 2013 un valor de 0.40, en 2014 un valor de 0.26, en 2015 un valor de 0.30, en 2016 un valor de 0.24 y para el periodo 2012-2016 correspondió un promedio de 0.33.

Índice de gravedad de accidentes

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

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF	PCS
2016	23	25	26	59	15	0	16	0
2017	21	8	17	52	47	9	80	0
Var (%)	-8.7	-68.0	-34.6	-11.9	213.3	-	400.0	-

Con relación al personal contratista, se logró una reducción substancial de 65.4% respecto al año anterior. El índice de frecuencia acumulado alcanzó 0.09 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo.

Índice de frecuencia de accidentes en personal de contratistas

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

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF	PCS
2016	0.26	0.25	0.28	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2017	0.09	0.03	0.08	0.13	2.07	0.00	0.00	0.00
Var (%)	-65.4	-88.0	-71.4	-71.1	-	-	-	-

Las principales acciones realizadas durante 2017 fueron las siguientes:

- Soporte técnico semanal en la ejecución efectiva del Sistema PEMEX SSPA para los Centros de Trabajo críticos de las Empresas Productivas Subsidiarias y de las Áreas Corporativas.
- Vigilancia del cumplimiento de las 12 Directrices de CERO Tolerancia de SSPA por parte de las líneas de mando.
- Verificación y asesoría en la aplicación de los ocho estándares críticos de Seguridad de los Procesos.
- Seguimiento a la ejecución del "Programa de Auditorías: Binomio" por las áreas de la Función de SSPA de las Empresas Productivas Subsidiarias (programa de auditoría y soporte técnico en la ejecución efectiva del SSPA para la verificación y mitigación inmediata de riesgos).
- Ejecución de las campañas "Orden y Limpieza" y "Prevención de caídas al mismo nivel" (este tipo de accidentes representó cerca del 23% de las lesiones con incapacidad registradas en los dos últimos años), con un impacto favorable en la reducción de accidentes por caídas al mismo nivel de 46% en Pemex y 68% en los Centros de Trabajo visitados.

- Inició con la campaña de “Capas de protección” con el objetivo de sensibilizar y concientizar sobre la importancia de las capas de protección buscando que el personal que las lidera, administra, opera y mantiene, refuerce su compromiso de preservar la confiabilidad del equipo original, para prevenir y/o mitigar accidentes graves o catastróficos.
- Evaluaciones del liderazgo de SSPA en los tres niveles de la organización (estratégico, táctico y operativo).
- Reforzamiento de los Planes Individuales de Desarrollo y Transferencia Acelerada del Conocimiento al personal crítico de la función SSPA.

6.2. Protección ambiental

Para Pemex, la protección ambiental y el desarrollo sustentable son aspectos prioritarios, lo que se manifiesta en su compromiso de mejorar el desempeño ambiental para prevenir y reducir los impactos negativos al ambiente.

En concordancia, el Plan de Negocios establece el compromiso para disminuir 25% las emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) para el año 2021. Al cierre de 2017, las emisiones de CO₂e ascendieron a 39.7 MMt, cifra 31.4% menor respecto a 2016.

Concepto	2016	2017	
		Observado	Plan de Negocios
Emisiones de dióxido de carbono equivalente (MMt)	57.9	39.7	51.8

Las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) disminuyeron 16.9% como resultado de las acciones realizadas en Pemex Exploración y Producción para incrementar el aprovechamiento de gas en los activos de aguas someras. Las emisiones promedio mensual de óxidos de azufre (SOx) fueron 54.4 Mt, lo que representó una disminución de 27.5% respecto al año anterior por el menor envío de gas ácido a quemadores en las refinerías de Minatitlán y Salina Cruz y un mayor periodo de operación de las plantas de azufre de los complejos procesadores de gas Cactus y Poza Rica.

Emisiones a la atmósfera (miles de toneladas/mes)

Emisiones	2016	2017	Var. (%)
Óxidos de azufre (SOx)	75.0	54.4	-27.5
Óxidos de nitrógeno (NOx)	8.3	6.9	-16.9
Dióxido de carbono (CO ₂)	3,615.87	2,863.06	-20.8

Con referencia al compromiso de Pemex con el cambio climático, en 2017 se realizaron las siguientes acciones:

- Se reforzó y amplió a cuatro años la colaboración con la instancia *Environment & Climate Change Canada*. También se establecieron las bases de colaboración con Natural Resources Canada, cuyos trabajos iniciarán en 2018.
- Pemex dio seguimiento al Plan de Implementación propuesto ante la Coalición de Clima y Aire Limpio (CCAC, por sus siglas en inglés) del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente. En 2016, con el apoyo de un asesor del CCAC, se realizó la identificación de las nueve principales fuentes de emisiones en instalaciones de procesamiento y recolección de gas, baterías de separación terrestre, terminales marítimas y plataformas petroleras. Durante 2017, personal de Pemex fue capacitado para la identificación de fuentes de emisión en instalaciones de producción.
- Continuó la ejecución del Plan de Aprovechamiento Integral de Gas, alcanzando 95.7% para el aprovechamiento de gas.
- Con objeto de dar seguimiento al Mapa de Ruta Tecnológica de Captura, Uso y Secuestro de Carbono de México, Pemex diseñó un proyecto piloto para evaluar la viabilidad de capturar el CO₂ producido en las plantas de amoníaco del Complejo Petroquímico de Cosoleacaque mediante su inyección en el campo Brillante del Activo Integral de Producción S04. El proyecto piloto es una de las primeras pruebas requeridas para observar el comportamiento del CO₂ en el yacimiento, ya que se considera que esta medida permitirá la disminución de emisiones de CO₂ a la atmósfera e incrementará el volumen de extracción de petróleo del campo. Durante 2017 se cumplió con las salvaguardas ambientales y sociales del proyecto, lo que permitirá recibir el apoyo del Banco Mundial.
- Continuaron los trabajos para la integración del Corredor Ecológico JATUSA, que conjunta los Parques Ecológicos Jaguaroundi, Tuzandépetl y el Pantano de Santa Alejandrina. De abril a junio se realizaron acciones en el Parque Jaguaroundi con la finalidad de mejorar la atención a los visitantes. Adicionalmente, se diseñó un plan de negocios en el que se considera la participación de la comunidad cercana al corredor. Durante 2018 se diseñará y formalizará el fondo para la operación del proyecto en el largo plazo.

En materia de agua, el Plan de Negocios contiene el objetivo de aumentar el reúso de agua en más de 60% para 2021. En 2017 se superó la meta del año en 6 MMm³ (18%).

El uso promedio mensual de agua cruda fue 15.18 millones de metros cúbicos, lo que representó una disminución de 5.3% respecto al año anterior, por un mayor reúso de agua en la refinería de Madero. El promedio mensual de reúso de agua aumentó 35.8%, para alcanzar 3.34 millones de metros cúbicos, debido al uso de agua urbana tratada por el municipio para su aprovechamiento en la refinería Madero.

Concepto	2016	2017	
		Observado	Plan de Negocios
Reúso de agua (MMm ³)	29	40	34

Manejo de agua
(millones de metros cúbicos/mes)

Concepto	2016	2017	Var. (%)
Uso de agua cruda	16.03	15.18	-5.3
Reúso de agua	2.46	3.34	35.8
Descargas al agua (t/mes)	256.5	195.1	-23.9

Respecto al manejo de residuos, el inventario final en 2017 fue 20.2 Mt, cantidad 54.2% menor respecto a 2016.

Inventario final de residuos peligrosos, 2017

Total	100%
Lodos aceitosos	50%
Sosas gastadas	27%
Residuos sólidos (estopas, baterías, pinturas, limpieza plantas, otros)	14%
Otros (laboratorio, lodos de tratamiento de aguas negras)	9%

Con relación al inventario de sitios contaminados al cierre de 2017 totalizó 2,041 hectáreas, superficie 59% superior a la contabilizada al cierre del año anterior.

Inventario final de sitios contaminados, 2017
(hectáreas)

	Superficie
Total	2,041.01
Pemex Logística	1,063.52
Pemex Transformación Industrial	667.93
Pemex Exploración y Producción	309.56

Al cierre de 2017, las fugas y derrames en ductos de Pemex sumaron 277 eventos, cifra 30% superior en comparación con el año anterior. En ductos de recolección se registraron 98 eventos, 94 eventos de pérdida de contención en ductos de transporte y los 85 eventos restantes ocurrieron en ductos de producción y de servicios.

Los factores asociados a las fugas y derrames son los fenómenos de corrosión y los actos vandálicos. Respecto a la corrosión, se impulsan las acciones de mitigación mediante la inyección de inhibidores, limpieza interior de los ductos y el monitoreo y restitución de los sistemas de protección catódica. Para el combate a los actos vandálicos, como se mencionó previamente, continúa la vigilancia en cooperación con las autoridades federales y locales, así como en la ejecución de actos legales en contra de los responsables.

Para 2017, Pemex cuenta con un total de 290 instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental, de las cuales 167 cuentan con Certificados de Industria Limpia (44 fueron otorgados a instalaciones por primera vez y 123 por refrendo) y 123 se encuentran en proceso de certificación.

Certificados de Industria Limpia

Empresas	Obtenidos 2017		Desempeño 2017	En proceso de certificación	Instalaciones inscritas
	Nuevos	Refrendos			
Total	44	123	167	123	290
Pemex Logística	20	58	78	56	134
Pemex Exploración y Producción	17	34	51	61	112
Pemex Perforación y Servicios	6	25	31	2	33
Corporativo	0	4	4	0	4
Pemex Transformación Industrial	1	2	3	4	7

7. Análisis de información financiera^{21/}

En el marco de la Reforma Energética, el Plan de Negocios se orienta a la rentabilidad de la empresa, a través de un conjunto de acciones estratégicas en cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias, que se reflejan en los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos. Con la política de endeudamiento se aseguró un nivel de liquidez adecuado y se realizaron acciones de manejo de pasivos que impactaron favorablemente el ritmo de endeudamiento; en tanto que en el ejercicio del presupuesto se cumplió la meta de balance financiero comprometida.

7.1. Estados financieros

Los estados financieros de Pemex reflejan los esfuerzos para mejorar sus resultados, de impulsar el ahorro y uso racional de recursos e instrumentar con sentido práctico iniciativas que permitan obtener eficiencia en costos sobre las actividades operativas y productivas de la empresa, que entre otros aspectos contemplan fortalecer la eficiencia y eficacia operativas.

Las ventas presentaron un incremento de 322,936 millones de pesos respecto al año previo, principalmente por el efecto precio de 256,649 millones de pesos en gasolinas magna y premium, diesel, combustóleo, turbosina y gas natural, en las ventas nacionales y de 115,445 millones en ventas de exportación de la Mezcla Mexicana y combustóleo, sumando el efecto del tipo de cambio por 5,416 millones. Lo anterior, disminuido por el efecto volumen en los siguientes casos: 49,289 millones de pesos en gasolina premium, gas licuado y gas natural en el mercado nacional, así como 7,440 millones de pesos de ventas por exportación.

Cabe señalar que el rendimiento de operación fue positivo al ubicarse en 104,724 millones de pesos, después del efecto de los costos y gastos de operación junto con el registro del deterioro.

El resultado de EBITDA (rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficios a empleados netos de pagos de pensiones y servicio médico) permite medir el flujo de efectivo generado por la operación de la empresa durante el ejercicio corriente. En 2017, este indicador alcanzó 461,658 millones de pesos, principalmente por el alza en los precios de los productos comercializados en ventas nacionales y de exportación, lo que resultó en una mejor capacidad de generación de flujo de efectivo que se incrementó en 55.7% respecto a 2016 y que permitió a la empresa establecer una posición más sólida y sustentable para el mediano plazo.

21/ En el apartado 10.1 se presentan los Estados Financieros Auditados, elaborados conforme a las políticas y criterios contables. Las políticas y criterios contables se presentan en ese mismo apartado.

El margen EBITDA aumentó 5.4 puntos porcentuales respecto a 2016, esto muestra que la empresa generó un mayor flujo por la operación respecto a los costos incurridos, contribuyendo a mejorar la solvencia de corto plazo.

El resultado cambiario presentó un efecto favorable por 277,197 millones de pesos, al reconocerse una utilidad cambiaria de 23,184 millones en 2017, comparado con una pérdida cambiaria de 254,013 millones en 2016.

Durante el ejercicio 2017 se observó una pérdida neta de 280,851 millones de pesos que se explica fundamentalmente por el registro del deterioro de los activos fijos de 151,445 millones, en particular de PEP^{22/}, por los gastos de administración de 119,940 millones y por los derechos e impuestos de 332,980 millones.

22/ El deterioro en PEP se debe a diversas causas que incluyen el diferimiento de la inversión asociada al desarrollo en los proyectos Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermúdez y Tsimin Xux, y recategorización de reserva probada a reserva probable; mayores costos en Burgos (bloque Nejo y Paleocanal), rentabilidad de Lakach y declinación de Macuspana; así como, variación en el tipo de cambio y en la proyección de precios del crudo.

Estado de Resultados
Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias
por los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016
conforme a Normas Internacionales de Información Financiera
(millones de pesos)

Rubro	2017	2016	Variación	
			Importe	%
Ventas netas:				
En el país	877,360	670,000	207,360	30.9
De exportación	508,539	395,118	113,421	28.7
Ingresos por servicios	11,130	8,975	2,155	24.0
Total de ventas	1,397,029	1,074,093	322,936	30.1
Deterioro (reversa) de pozos, ductos, propiedades planta y equipo	151,445	(331,314)	482,759	(145.7)
Costo de lo vendido	1,004,205	865,822	138,383	16.0
Rendimiento (pérdida) bruto	241,379	539,585	(298,206)	(55.3)
Otros ingresos (gastos), neto	5,174	22,650	(17,476)	(77.2)
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	21,889	25,231	(3,342)	(13.2)
Gastos de administración	119,940	112,654	7,286	6.5
Rendimiento (pérdida) de operación	104,724	424,350	(319,626)	(75.3)
Ingreso financiero	16,166	13,749	2,417	17.6
Costo financiero	(117,644)	(98,844)	(18,800)	19.0
Rendimiento (costo) por derivados financieros, neto	25,339	(14,001)	39,340	(281.0)
Utilidad (pérdida) en cambios, neto	23,184	(254,013)	277,197	(109.1)
	(52,955)	(353,109)	300,154	(85.0)
Rendimiento en la participación en los resultados de compañías	360	2,136	(1,776)	(83.1)
Rendimiento (pérdida) antes de derechos, impuestos y otros	52,129	73,377	(21,248)	(29.0)
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	338,044	277,161	60,883	22.0
Impuestos netos a la utilidad	(5,064)	(12,640)	7,576	(59.9)
Total de derechos, impuestos y otros	332,980	264,521	68,459	25.9
Pérdida neta	(280,851)	(191,144)	(89,707)	46.9
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	5,564	207	5,357	2,587.9
Efecto por conversión	(6,097)	21,387	(27,484)	(128.5)
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	12,039	106,278	(94,239)	(88.7)
Total de otros resultados integrales	11,506	127,872	(116,366)	(91.0)
Resultado integral total	(269,345)	(63,272)	(206,073)	325.7
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora	(280,845)	(191,646)	(89,199)	46.5
Participación no controladora	(6)	502	(508)	(101.2)
Pérdida neta	(280,851)	(191,144)	(89,707)	46.9
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora	11,512	127,650	(116,138)	(91.0)
Participación no controladora	(6)	222	(228)	(102.7)
Total de otros resultados integrales	11,506	127,872	(116,366)	(91.0)
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	(269,333)	(63,995)	(205,338)	320.9
Participación no controladora	(12)	723	(735)	(101.7)
Resultado integral total	(269,345)	(63,272)	(206,073)	325.7

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Estado de Situación Financiera

Pemex busca incrementar la eficiencia financiera teniendo como eje rector la rentabilidad establecida en su Plan de Negocios, por lo que evaluó los beneficios de la enajenación de activos no estratégicos a fin de obtener capital de trabajo y disminuir su endeudamiento, también implementó un Programa Anual de Coberturas Petroleras, a través de la adquisición de Instrumentos Financieros Derivados.

Respecto a la enajenación de activos no estratégicos, resalta lo siguiente:

- En enero de 2017 se realizó la venta parcial de 2,082,348 acciones de Repsol generando un ingreso por 684 millones de pesos y en octubre se realizó la venta en su totalidad de las acciones restantes 21,333,870, las cuales generaron un ingreso de 7,343 millones de pesos, para un total de 8,027 millones de pesos.
- Se desinvirtió la participación de PTRI en los gasoductos de Los Ramones Fase II Norte equivalente al 30% del capital social; el cierre de la venta del 25% de este ducto le proporcionó recursos a Pemex por un monto total de 260.6 millones de dólares; el 5% restante está en proceso de venta con un monto esperado de 40 millones de dólares.
- Pemex transfirió, en cumplimiento a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, la infraestructura relacionada al transporte de gas natural por ducto al Centro Nacional de Control de Gas Natural a cambio de una contraprestación establecida, con base en los lineamientos emitidos por la SHCP. Derivado de ello, en 2017 ingresó a Pemex un monto de 4,766 millones de pesos.

Para apoyar la estabilidad de los ingresos de la empresa a partir de mayo de 2017 se implementó un Programa Anual de Coberturas Petroleras, autorizado por el Consejo de Administración, con el objetivo de contar con una protección de sus flujos de efectivo ante caídas del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación y evitar, en la medida de lo posible, recortes en el presupuesto de inversión. Dichas coberturas generaron ingresos al 31 de diciembre de 2017 por 205.7 millones de dólares.

El estado de situación financiera presenta lo siguiente:

- Mejora de 62.6% del capital de trabajo respecto a 2016, este comportamiento se debe principalmente a la disminución en pasivo circulante por las acciones que se han llevado a cabo para contener el gasto y hacer frente a las obligaciones, así como a la disminución de la deuda a corto plazo, resultado de las operaciones de manejo de pasivo, en particular a la reducción del adeudo con proveedores.

- El activo no circulante, sin considerar pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto, aumentó 27,638 millones de pesos, en particular por el reconocimiento del Derecho a la Utilidad Compartida diferido en PEP, compensado con una disminución en efectivo restringido por el pago realizado a la empresa COMIMSA, la venta de acciones de Repsol y la disminución en el valor de las inversiones en acciones.
- Disminución en el activo fijo, principalmente por el reconocimiento de la depreciación por 156,704 millones de pesos y del deterioro por 151,445 millones, compensándose con el efecto neto de las nuevas inversiones y bajas por 76,916 millones.
- El pasivo total aumentó respecto al año previo en 71,461 millones de pesos, por el incremento en la deuda total en 54,705 millones y del pasivo laboral por 38,027 millones, lo anterior compensado con la disminución de los demás pasivos en 21,271 millones.

La conjunción de estos y otros elementos derivó en el crecimiento del patrimonio negativo.

Estado de Situación Financiera
Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias
al 31 de diciembre de 2017
conforme a Normas Internacionales de Información Financiera
(millones de pesos)

Rubro	2017	2016	Variación	
			Importe	%
Activo				
Circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	97,852	163,533	(65,681)	(40.2)
Cuentas por cobrar, neto	170,646	133,220	37,426	28.1
Inventarios, neto	63,859	45,892	17,967	39.2
Activos no financieros mantenidos para la venta	-	7,461	(7,461)	(100.0)
Activos financieros disponibles para la venta	1,057	2,853	(1,796)	(63.0)
Instrumentos financieros derivados	30,113	4,857	25,256	520.0
Total del activo circulante	363,527	357,816	5,711	1.6
No circulante				
Activos financieros disponibles para la venta	-	6,027	(6,027)	(100.0)
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	16,707	20,738	(4,031)	(19.4)
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,436,509	1,667,742	(231,233)	(13.9)
Documentos por cobrar a largo plazo	148,493	148,608	(115)	(0.1)
Impuestos diferidos	146,192	100,325	45,867	45.7
Efectivo restringido	-	10,478	(10,478)	(100.0)
Activos intangibles	9,089	8,639	450	5.2
Otros activos	11,485	9,513	1,972	20.7
Total del activo no circulante	1,768,475	1,972,070	(203,595)	(10.3)
Total del activo	2,132,002	2,329,886	(197,884)	(8.5)
Pasivo				
Circulante				
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	157,210	176,166	(18,956)	(10.8)
Proveedores	139,955	151,649	(11,694)	(7.7)
Impuestos y derechos por pagar	51,005	48,840	2,165	4.4
Cuentas y gastos acumulados por pagar	23,212	18,666	4,546	24.4
Instrumentos financieros derivados	17,746	30,868	(13,122)	(42.5)
Total del pasivo circulante	389,128	426,189	(37,061)	(8.7)
No circulante				
Deuda a largo plazo	1,880,666	1,807,005	73,661	4.1
Beneficios a los empleados	1,258,436	1,220,409	38,027	3.1
Provisión para créditos diversos	87,677	88,318	(641)	(0.7)
Otros pasivos	14,194	16,838	(2,644)	(15.7)
Impuestos diferidos	4,254	4,135	119	2.9
Total del pasivo no circulante	3,245,227	3,136,705	108,522	3.5
Total del pasivo	3,634,355	3,562,894	71,461	2.0
Patrimonio (déficit), neto				
Participación controladora:				
Certificados de aportación "A"	356,544	356,544	-	-
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	-	-
Reserva legal	1,002	1,002	-	-
Resultados acumulados integrales	(151,887)	(163,399)	11,512	(7.0)
Déficit acumulado:				
De ejercicios anteriores	(1,471,863)	(1,280,217)	(191,646)	15.0
Pérdida neta del año	(280,845)	(191,646)	(89,199)	46.5
Total participación controladora	(1,503,318)	(1,233,985)	(269,333)	21.8
Total participación no controladora	965	977	(12)	(1.2)
Total del patrimonio (déficit), neto	(1,502,353)	(1,233,008)	(269,345)	21.8
Total del pasivo y patrimonio (déficit), neto	2,132,002	2,329,886	(197,884)	(8.5)

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

En el apartado 10.1 se presentan los Estados Financieros Auditados, elaborados conforme a las políticas y criterios contables. Las políticas y criterios contables se presentan en ese mismo apartado.

7.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

Derivado de la estabilidad financiera que ha logrado en los años recientes, Petróleos Mexicanos continúa siendo una empresa atractiva para las fuentes de financiamiento internacionales. En este sentido, la estrategia financiera establecida en el Plan de Negocios, sustentada en la diversificación de fuentes de financiamiento y de mercados, permitió que en 2017 se realizaran varias incursiones en los mercados globales en circunstancias favorables, a pesar de la volatilidad en los mismos, con lo que obtuvo atractivas condiciones de financiamiento en términos de costo y plazo.

Pemex desarrolló un portafolio que incluye mercados financieros nacionales e internacionales, líneas de crédito bancarias y crédito con agencias internacionales de exportación e importación, entre otras. Con ello, su cartera de inversionistas se amplió a los mercados americanos, europeos, ingleses, mexicanos, asiáticos y de distintos países de Latinoamérica.

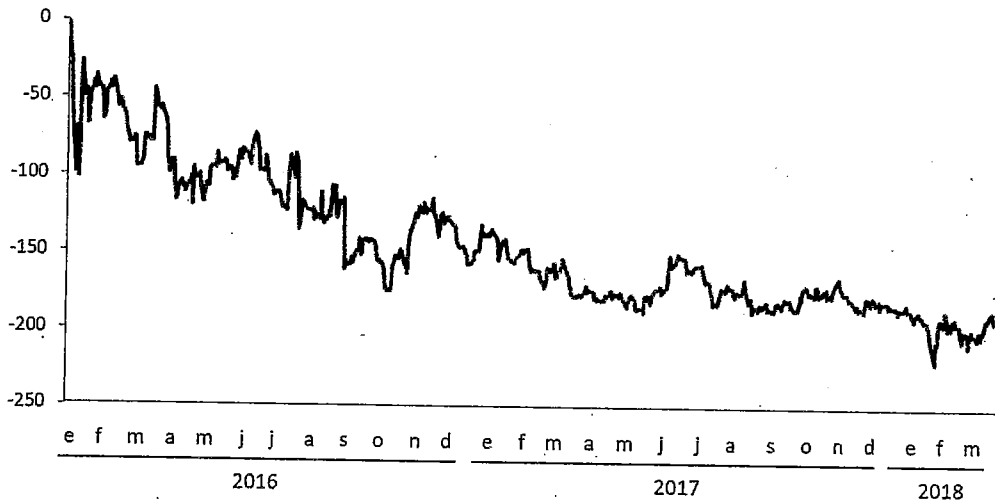
Cómo parte de las acciones encaminadas a fortalecer la situación financiera de Petróleos Mexicanos, el Congreso de la Unión estableció un nivel de endeudamiento de 150,000 millones de pesos. Cabe destacar que se mantuvo una estricta disciplina en la materia, de tal forma que, del monto autorizado, el endeudamiento neto adquirido en 2017 ascendió a sólo 72,412.7 millones de pesos, es decir, 48.3% con relación al nivel autorizado. Además, la empresa cubrió sus necesidades de financiamiento para 2017, con lo que consolida así su posición financiera de liquidez para el inicio de 2018.

Durante 2017 se cumplió con el objetivo de complementar los recursos necesarios para el desarrollo de los proyectos de inversión y programas de operación de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, asegurando un nivel de liquidez adecuado y ejecutando acciones de manejo de pasivos que impactaron favorablemente el ritmo de endeudamiento.

La respuesta positiva de los mercados a la estrategia financiera de Pemex, así como la modificación de perspectiva negativa a estable que hizo *Standard & Poor's* en julio de 2017 del riesgo crediticio y de deuda de la empresa; así como la de *Moody's* en abril de 2018, reconocen el esfuerzo que se ha venido realizando para fortalecer su situación financiera, lo que ha permitido reducir el diferencial entre la tasa de interés de la deuda de Pemex y la del gobierno federal en aproximadamente 200 puntos base de enero de 2016 a marzo de 2018.

Diferencial en las primas de riesgo de bonos Pemex vs. bonos del Gobierno Federal a 10 años en dólares

Puntos base



Respecto al estado de la deuda documentada, al cierre de 2017 el monto total alcanzó 2,037,876 millones de pesos, siendo 2.8% mayor al registrado en 2016. Con este monto de endeudamiento se rompe de manera contundente la tendencia de los últimos tres años, siendo el ritmo de crecimiento más bajo para un periodo anual desde 2013.

De este monto, la deuda interna representó 272,412 millones de pesos y la externa ascendió a 89,225 millones de dólares (equivalente a 1,765,463 millones de pesos utilizando el tipo de cambio de 19.7867 pesos por dólar, registrado al cierre de diciembre de 2017).

7.3. Ejercicio del presupuesto

Para el ejercicio fiscal 2017, el H. Congreso de la Unión aprobó a Pemex y a sus Empresas Productivas Subsidiarias en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) una meta de balance financiero de -93,804 millones de pesos en flujo de efectivo. La meta de balance financiero consideró ingresos totales por 1,612,670 millones, egresos totales por 1,604,201 millones y un costo financiero de 102,273 millones.

Durante 2017, se gestionaron 11 adecuaciones presupuestales que requirieron de la autorización del Consejo de Administración, así como 14 movimientos compensados que dio como resultado un gasto programable modificado de 385,211 millones de pesos.

El ejercicio del presupuesto en flujo de efectivo presentó ingresos totales por 1,764,221 millones de pesos, el costo financiero neto en 101,067 millones, los egresos totales por 1,756,895 millones; dando como resultado un balance financiero de -93,741 millones. Este ejercicio implicó una mejora en el balance de 62 millones, en relación con la meta establecida en el PEF 2017.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativo
Ejercicio presupuestal. Flujo de efectivo consolidado

(millones de pesos)

Concepto	2016 Ejercicio	2017 ^{1/}				Var. (%)		
		Programa (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	17/16 Real ^{2/}
Ingresos propios ^{3/}	481,006	400,415	389,964	389,804	-10,612	-2.7	0.0	-23.6
Ingresos	1,640,651	1,612,670	1,764,109	1,764,221	151,551	9.4	0.0	1.4
Ventas nacionales	1,111,450	1,297,652	1,288,872	1,288,842	-8,810	-0.7	0.0	9.4
Ventas exteriores	307,885	283,671	409,599	409,559	125,888	44.4	0.0	25.4
Venta servicios	4,917	0	11,599	11,797	11,797	n.r.	1.7	126.3
Otros ingresos	216,399	31,347	54,040	54,023	22,676	72.3	0.0	-76.5
Tasa negativa IEPS	59	0	0	0	0	n.r.	n.r.	-100.0
Servicios y otros	216,340	31,347	54,040	54,023	22,676	72.3	0.0	-76.5
Subsidios y transferencias	0	0	0	0	0	n.r.	n.r.	n.r.
Egresos	1,655,388	1,604,201	1,756,652	1,756,895	152,694	9.5	0.0	0.1
Gasto programable	495,950	391,946	385,211	385,190	-6,756	-1.7	0.0	-26.8
Corriente	140,650	133,529	138,972	138,951	5,421	4.1	0.0	-6.8
Pensiones y jubilaciones	56,182	53,795	52,491	52,491	-1,304	-2.4	0.0	-11.9
Inversión	299,118	204,622	193,749	193,749	-10,873	-5.3	0.0	-38.9
Mercancía para reventa	370,501	355,874	501,813	501,813	145,940	41.0	0.0	27.7
Operaciones ajenas netas	-207	0	-2,705	-2,713	-2,713	n.r.	0.3	1137.6
Impuestos indirectos	467,957	466,856	424,519	424,791	-42,065	-9.0	0.1	-14.4
Impuestos directos	321,187	389,525	447,813	447,813	58,288	15.0	0.0	31.5
Balance primario	-14,737	8,469	7,457	7,326	-1,143	-13.5	-1.8	-146.9
Costo financiero	86,923	102,273	101,261	101,067	-1,206	-1.2	-0.2	9.7
Balance financiero	-101,660	-93,804	-93,804	-93,741	62	-0.1	-0.1	-13.0
Endeudamiento neto ^{4/}	220,204	150,000	57,546	57,546	-92,454	-61.6	0.0	-75.4
Disposiciones	608,352	257,210	404,035	404,035	146,825	57.1	0.0	-37.4
Amortizaciones	388,148	107,210	346,488	346,488	239,278	223.2	0.0	-15.8
Incremento(uso)caja	118,544	56,196	-36,257	-36,195	-92,391	-164.4	-0.2	-128.8

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

1/ Cifras de Cuenta Pública.

2/ Se aplicó un factor de 1.06038, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

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

4/ Para 2017, considera en las amortizaciones la venta de cuentas por cobrar futuras por 5,137 millones de pesos y el *recouping* por 9,729 millones.

n.r. No representativo.

Durante el ejercicio fiscal de 2017, la inversión de Petróleos Mexicanos se ejerció de la siguiente manera:

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

	2016 Ejercicio	2017				Variación (%)		
		PEF (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer / Mod	17/16 Real ^{4/}
Total	299,118.0	204,622.0	193,748.9	193,748.9	-10,873.1	-5.3	-0.0	-38.9
Exploración y Producción	241,228.4	168,436.0	162,600.1	162,617.7	-5,818.3	-3.5	0.0	-36.4
Transformación Industrial ^{2/}	45,158.7	21,369.0	18,588.2	18,575.6	-2,793.4	-13.1	-0.1	-61.2
Cogeneración y Servicios ^{3/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.r.	n.r.	n.r.
Perforación y Servicios	3,587.9	2,716.0	2,480.1	2,480.1	-235.9	-8.7	0.0	-34.8
Fertilizantes ^{4/}	378.9	444.0	2,931.3	2,931.3	2,487.3	560.2	0.0	629.6
Etileno	746.0	1,786.0	617.5	617.5	-1,168.5	-65.4	0.0	-21.9
Logística	7,014.5	4,449.0	4,922.4	4,917.4	468.4	10.5	-0.1	-33.9
Corporativo	1,003.6	5,422.0	1,609.3	1,609.3	-3,812.7	-70.3	0.0	51.2

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

1/ Se aplicó un factor de 1.06038, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

2/ Incluye inversión financiera en 2016 por 2.6 millones de pesos, tanto en el Modificado como en el Ejercicio.

3/ Cogeneración y Servicios no reportó presupuesto ni ejercicio de inversión en 2016 y 2017.

4/ Incluye inversión financiera en 2017 por 2,667 millones de pesos, tanto en el Modificado como en el Ejercicio.
n.r. No representativo.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2017 asociados a proyectos de inversión

Los proyectos que desarrolla Pemex generalmente tienen un alto grado de complejidad y enfrentan múltiples eventos durante su ejecución que pueden resultar en modificaciones al monto, plazo y alcance originales.

Al cierre de 2017, Pemex contaba con 1,477 contratos vigentes asociados a proyectos de inversión, por un monto total de 419,807 millones de pesos y 68,131 millones de dólares. En comparación con el cierre de 2016, los convenios modificatorios representan un incremento de 26.7% en el monto de los contratos celebrados en pesos y de 3.7% en los contratos celebrados en dólares.

Contratos vigentes en 2017

	Número de contratos en 2016	Monto de contratos a diciembre 2016 ^{1/} (millones)		Número de contratos en 2017	Monto de contratos a diciembre 2017 ^{1/} (millones)	
		Pesos	Dólares		Pesos	Dólares
Total	1,291	331,389	65,723	1,477	419,807	68,131
Exploración y Producción	759	237,157	37,671	958	329,232	41,189
Perforación y Servicios	336	22,789	21,004	324	27,476	21,297
Transformación Industrial	130	65,742	7,048	119	59,204	5,645
Logística	35	2,923	-	47	2,985	0
Etileno	16	1,954	-	4	423	0
Fertilizantes	15	824	-	25	488	0

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

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

Del total de contratos, 795 fueron modificados a través de 1,042 convenios. De los convenios modificatorios realizados durante 2017, 402 corresponden a modificaciones en plazo, 127 en monto, 166 en monto y plazo y 347 a cambios en alcance.

Convenios modificatorios en 2017

	En plazo	En monto	En plazo y monto	En alcance	Total
Total	402	127	166	347	1,042
Exploración y Producción	390	114	162	346	1,012
Perforación y Servicios	3	0	1	1	5
Transformación Industrial	5	11	2	0	18
Logística	4	2	1	0	7
Etileno	0	0	0	0	0
Fertilizantes	0	0	0	0	0

8. Gobierno corporativo

8.1. Acciones para fortalecer el sistema de control interno institucional

En Pemex se realizan acciones para instrumentar y fortalecer el Sistema de Control Interno (SCI), que consta de los siguientes elementos: el cumplimiento jurídico y normativo, la operación basada en la gestión de procesos, la administración de riesgos, la instrumentación de controles, la integridad corporativa basada en la observancia de principios y valores éticos y jurídicos, la prevención, detección y denuncia de hechos de corrupción, la transparencia y la rendición de cuentas.

A partir de la Reforma Energética de 2013, Pemex ha ajustado su estructura, normas, planes y programas a las cambiantes condiciones de los mercados globales. En febrero de 2016 se puso en marcha el Programa de Ética e Integridad Corporativa destinado a promover la integridad y los valores éticos en la empresa para que todas las actividades emprendidas por el personal estén alineadas a los mismos.

A fin de revisar y reforzar el SCI, se incorporaron las mejores prácticas en materia de cumplimiento, lo que se reflejó en el Programa de *Compliance* para todas las áreas, aprobado por el Consejo de Administración en julio de 2017, con el que la alta dirección refrenda su compromiso con la transparencia, la rendición de cuentas y el combate a la corrupción, como condiciones fundamentales para prevenir y detectar actos de corrupción, mediante un cambio cultural para lograr mayor competitividad.

8.1.1. Programa de *Compliance*

Un programa de *Compliance* comprende el conjunto de políticas y procedimientos establecidos para que una empresa, sus directivos, empleados, clientes, proveedores, contratistas y en general cualquier tercero con el que mantiene relaciones comerciales cumplan con las disposiciones jurídicas y les permita mitigar los riesgos, como el de corrupción.

En Pemex, este Programa lo integran acciones clasificadas en los ámbitos normativo, ejecutivo, tecnológico y de capacitación y difusión.

El componente normativo comprende, entre otros, el Programa de Ética e Integridad, del que se han derivado acciones como la elaboración e instrumentación de los Códigos de Ética y de Conducta, las Políticas y Procedimientos para el funcionamiento de la Línea Ética, las Políticas y Lineamientos para el Desarrollo de la Debida Diligencia y las Políticas y Lineamientos Anticorrupción.

En noviembre de 2016 el Consejo de Administración emitió el nuevo Código de Ética con el que se busca alinear los valores éticos con los nuevos retos de Pemex como Empresa Productiva del Estado y como complemento al anterior, en julio de 2017 aprobó el Código de Conducta, donde se establecen los comportamientos esperados y permitidos para todo el personal.

Las políticas y procedimientos para el funcionamiento de la Línea Ética proporcionan las directrices de la operación de la línea de reporte para las faltas a los Códigos de Ética y de Conducta y contienen los protocolos de atención y sanción en los casos que ameriten.

Pemex ha sido sujeto a escrupulosas revisiones practicadas por sus nuevos socios e inversionistas. En este contexto, en septiembre de 2017 se publicaron las Políticas para el Desarrollo de la Debida Diligencia, las cuales establecen las directrices que deberán realizar las unidades de negocio de Pemex, que pretendan llevar a cabo un acuerdo comercial con un tercero (socio, inversionista, proveedor, franquiciatario, u otro), a fin de obtener un grado de certeza razonable sobre el desempeño ético del tercero y mitigar riesgos reputacionales para Pemex.

Para automatizar la información y que esté disponible para las próximas identificaciones de los terceros y evitar caer en situaciones que pudieran representar un riesgo para Pemex se encuentra en fase de desarrollo final el Sistema de Debida Diligencia.

Las Políticas y Lineamientos Anticorrupción, publicadas en septiembre de 2017, establecen el manifiesto expreso de Pemex en contra de la corrupción y la afirmación de que la actuación en apego al Código de Ética, al Código de Conducta y a estas Políticas y Lineamientos, por parte de su personal y terceros, constituye un elemento esencial para obtener la confianza necesaria en sus relaciones comerciales, de inversiones y empleo de recursos.

Asimismo, se incorporó una nueva cláusula anticorrupción en los contratos que Pemex suscribe con socios, clientes y proveedores, la cual otorga la facultad de rescindir un contrato cuando se detecte alguna conducta no apegada a los principios y valores éticos.

En febrero de 2018 el Consejo de Administración aprobó los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno; los Lineamientos en materia de Evaluación del Desempeño; las Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales y los Lineamientos de Auditoría Interna.

Con la entrada en vigor de los diferentes instrumentos descritos en el componente normativo, en la vertiente ejecutiva del Programa de *Compliance* se refuerzan las acciones que se realizan a través del Comité de Ética y del Comité de Riesgos, las cuales tienen un impacto en temas de Ética e Integridad y Control Interno.

El Comité de Ética tiene como finalidad regular y fomentar la aplicación y cumplimiento de lo dispuesto en los Códigos de Ética y Conducta. También revisa y analiza los resultados de las encuestas aplicadas al personal, como son la Encuesta de Clima y Cultura Organizacional y la Encuesta de Ética e Integridad Corporativa y emite recomendaciones para mejorar su conocimiento y aplicación.

En el ámbito del Comité de Riesgos, que tiene como objetivo prever, identificar, administrar, dar seguimiento y evaluar riesgos que pueden derivarse del desarrollo de las actividades de Pemex, al contar con los Lineamientos para la Administración de Riesgos Empresariales se fortalecen los mecanismos en la empresa para priorizar estos riesgos y actuar con la finalidad de mitigarlos. Este Comité se instaló en noviembre de 2015 y sesiona de manera bimestral.

En 2018, los empleados de Pemex se encuentran en proceso de suscripción de los documentos Carta de Adhesión al Código de Ética y al Código de Conducta, así como los de Manifestación de Ética Profesional y la Declaración de Inexistencia de Conflicto de Interés, adjuntos a la Política Anticorrupción. El 15 de enero de 2018, los Directivos de Petróleos Mexicanos firmaron estos documentos, acción que fortalece la estrategia de *Compliance* de la empresa.

Dentro del componente tecnológico, el Portal de Ética e Integridad Corporativa inició su operación en octubre de 2017 y está disponible en Internet: <http://www.pemex.com/etica-e-integridad/etica/Paginas/default.aspx>. Este portal contiene diferentes secciones: Ética e Integridad Corporativa; Derechos Humanos; Inclusión, igualdad y no discriminación; Desarrollo Social; Sustentabilidad, y el Voluntariado.

Otro desarrollo del componente tecnológico es la Línea Ética, que es una herramienta para la atención de reportes por incumplimiento a los Códigos de Ética y de Conducta y pone al alcance del público un medio para resolver dudas y dar asesorías a través de un número 01-800, además de un acceso en el portal de pemex.com. Inició operaciones a partir de agosto de 2017.

La Herramienta Integral de Información de Proveedores permite verificar si algún proveedor se encuentra en situación que pudiera ameritar un riesgo para Pemex.

Por medio del componente de capacitación y difusión los empleados de Pemex tienen acceso a información para aplicar los Códigos de Ética y de Conducta.

En octubre de 2017 se realizó una encuesta de percepción con la finalidad de contar con una línea base en temas de ética e integridad corporativa mediante un cuestionario al personal. Para verificar los avances después de que se realice la etapa de difusión y capacitación, se realizará una nueva encuesta.

También se inició una campaña de difusión para adherirse al Programa y la estrategia se ha fomentado desde la alta Dirección. Al 23 de marzo se tenían registradas 8,642 cartas de adhesión firmadas por el personal de confianza lo que significa 38.4% del personal de confianza.

A partir del 15 de marzo de 2018, el personal de nuevo ingreso o en promoción está obligado a adherirse al Programa.

Como parte de la estrategia para dar a conocer el Programa de *Compliance*, se realizan talleres de inducción al personal de las áreas de las diferentes Direcciones Corporativas y de las Empresas Productivas Subsidiarias, así como a terceros, se inició la distribución de 10 mil documentos con los Códigos de Ética y Conducta y se cuenta con videos disponibles en: <http://www.pemex.com/etica-e-integridad/etica/Paginas/nuestro-valores.aspx>.

Con una interacción directa de los Directivos de Pemex con el resto del personal, se busca incidir en el cambio cultural que se requiere para estar en condiciones similares en materia de *Compliance* a las de otras empresas líderes en la industria.

8.1.2. Administración de Riesgos Empresariales

La industria petrolera se caracteriza porque sus operaciones están sujetas a riesgo constante, lo que puede afectar a las comunidades en las que tiene presencia, a su personal y a sus instalaciones.

Debido a que Pemex está presente en toda la cadena de valor de la industria y en todo el país, está sujeto a todo tipo de riesgos empresariales tales como riesgos de producción, equipo y transporte, así como bloqueo en las instalaciones, actos delictivos y terrorismo, entre otros. La variación de los precios y volúmenes de los hidrocarburos pueden afectar negativamente los ingresos y el flujo de efectivo, así como la cantidad de reservas que tiene derecho de extraer y vender.

Pemex tiene un nivel importante de endeudamiento y de obligaciones, lo cual podría afectar su situación financiera y su operación y se enfrenta al aumento de la competencia en el sector de energía, lo que podría tener efectos adversos adicionales al negocio y sus finanzas en caso de que continúe bajo condiciones regulatorias asimétricas, en comparación con sus competidores actuales y potenciales.

La empresa debe cumplir con las regulaciones ambientales aplicables a sus operaciones, lo que puede impactar sus costos y generarle efectos adversos en sus resultados de operación.

Por lo anterior, destaca la conveniencia de contar con una cultura de administración de riesgos para que la toma de decisiones se realice con base en un enfoque de optimización del riesgo retorno.

Con el fin de contribuir al cumplimiento de sus objetivos mediante la prevención, detección, remediación y/o respuesta integral a situaciones que pudieran afectar la generación de valor económico para el Estado mexicano, Pemex implementa un Marco de Administración de Riesgos Empresariales (MARE).

Los principales avances en la implementación del MARE son los siguientes:

- De conformidad con el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, el Director General creó el Comité de Riesgos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias con el objetivo de prever, identificar, evaluar, administrar y dar seguimiento a los riesgos que puedan derivarse del desarrollo de sus actividades.
- El 23 de febrero de 2018 el Consejo de Administración autorizó las Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales.
- Se tiene conformado un inventario de 38 riesgos relevantes de Pemex, los cuales fueron obtenidos a partir de los mapas de riesgos individuales identificados por las Direcciones Corporativas y Empresas Productivas Subsidiarias.
- De los 38 riesgos relevantes, los siguientes ocho se identificaron como estratégicos a partir de los retos y objetivos asociados al Plan de Negocios y que, en caso de materializarse, afectarían de manera significativa los objetivos estratégicos o específicos de la Empresa.

Riesgos estratégicos

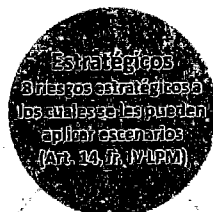
Categoría	Riesgo
Restitución reservas	Incorporación de reservas 3P y nivel de restitución de reservas 1P menor a lo esperado
Producción crudo y gas	Planes de desarrollo y de explotación incumplidos o no exitosos
Variables de mercado	Fluctuaciones desfavorables de precios de materia prima, productos y otras variables financieras
Oportunidades de negocio	No llevar a cabo las oportunidades de negocio (alianzas, asociaciones, inversiones) que permitan la generación de valor
Comerciales y abasto	Pérdida de mercados rentables mayor a lo esperado
Mercado ilícito de combustibles	Incremento en las pérdidas de hidrocarburos y el robo de equipos y materiales que afectan directamente al negocio
Confiableidad y mantenimiento	Incremento en costos, o pérdida de producción, originada por fallas en confiabilidad humana, de diseño, de procesos o de equipos
Seguridad industrial y protección ambiental	Daños a instalaciones, al medio ambiente y a la salud de las personas originados por pérdida de contención en los procesos

- Se identificaron ocho riesgos recurrentes que fueron declarados por las Empresas Productivas Subsidiarias y las Direcciones Corporativas en diversas ocasiones.

Identificación de riesgos en Petróleos Mexicanos

Empresariales
71 riesgos a partir de 13 mapas de las EPS y DC

Relevantes
33 riesgos consolidados



Recurrentes
8 riesgos recurrentes

Riesgos empresariales: son todos aquellos eventos que, en caso de materializarse, afectan la consecución de los objetivos de Pemex.

Riesgos relevantes: los establecidos por el Comité de Riesgos de Pemex. Les dan seguimiento los Directores de las Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativos.

Riesgos recurrentes: declarados en diversas ocasiones por las Empresas Productivas Subsidiarias y Direcciones Corporativas.

Riesgos estratégicos: afectan significativamente la consecución del Plan de Negocios y que serán incluidos en los escenarios a los que se refiere el artículo 14, fracción IV, de la Ley de Petróleos Mexicanos.

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 el riesgo de liquidez, por lo que ha desarrollado un marco normativo en materia de administración de riesgos financieros compuesto de políticas y lineamientos, mediante los cuales se promueve un esquema integral para su administración, se regula el uso de Instrumentos Financieros Derivados (IFD) y se formulan las directrices para el desarrollo de estrategias de mitigación.

Esta normatividad señala que los IFD deben ser utilizados con fines de mitigación de riesgos y que su uso 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 financiero, promoviendo que la estructura de sus pasivos sea consistente con el patrón esperado de sus activos.

La administración de los riesgos financieros se detalla en el apartado 10.1 Dictamen del Auditor Externo, que forma parte de este documento.

Durante 2017, el Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos administró el riesgo crediticio de las Empresas Productivas Subsidiarias manteniendo una cartera sana acorde a los estándares de la industria.

El otorgamiento de crédito comercial se regula y administra mediante las Políticas de Riesgo para el otorgamiento de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, mismas que permiten dar agilidad y autonomía a las empresas para contribuir a la competitividad de los servicios y productos que éstas ofrecen en el actual entorno de competencia. Al cierre de 2017, la cartera en proceso de recuperación judicial representó menos del 1% del total del crédito comercial.

A partir de la Reforma Energética se establecieron las bases para que el Estado lleve a cabo las actividades de exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos por conducto de Pemex como Empresa Productiva del Estado con base en asignaciones otorgadas por la Secretaría de Energía, o a través de Contratos de Exploración y Extracción adjudicados mediante licitaciones a cargo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. En este contexto, se estableció la facultad de prestar servicios a terceros en condiciones de competencia. Con el fin de capitalizar las nuevas oportunidades de negocio, durante 2017 se emitieron garantías corporativas en apego a la normatividad aplicable y mediante la evaluación de riesgo respectiva.

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

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

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

Pemex ha realizado las adecuaciones necesarias a fin de cubrir las responsabilidades derivadas de las alianzas y nuevos esquemas de negocio en los que es parte.

Todas las pólizas de seguros son reaseguradas a través de Kot Insurance Company, AG (Kot AG), Compañía Subsidiaria de reaseguro de Pemex, que se utiliza como una herramienta de administración de riesgos para estructurar y distribuir los riesgos en los mercados internacionales de reaseguro que permita mantener el control sobre el costo y la calidad de los seguros que cubren los riesgos de Pemex, sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Filiales.

8.1.3. Transparencia

Pemex busca consolidar una cultura que propicie la generación de conocimiento público y contribuya a mejorar la toma de decisiones de ciudadanos y autoridades. La transparencia y el acceso a la información juegan un papel esencial en la construcción de gobiernos más abiertos al escrutinio público, capaces de fomentar una participación creciente de la sociedad en el diseño y evaluación de las políticas públicas gubernamentales y por lo tanto de una mejor rendición de cuentas.

Conforme a la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LFTAIP), la empresa cuenta con Unidades de Transparencia que reciben y dan trámite a las solicitudes de acceso a la información de Pemex, sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Sujetos Obligados Indirectos^{23/}; también cuenta con Comités de Transparencia encargados de coordinar y supervisar acciones tendientes a proporcionar información solicitada al amparo de la LFTAIP, 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 Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) y el Archivo General de la Nación, así como promover una mayor eficiencia en la gestión de solicitudes. Durante 2017 se homologaron las Reglas de Operación de los Comités de Transparencia de Pemex y de cada una de sus Empresas Productivas Subsidiarias y se continuaron los trabajos de capacitación con el INAI en materia de la Ley de Transparencia.

Atención a solicitudes de información

Pemex, sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus sujetos obligados indirectos recibieron, del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 un total de 9,179 solicitudes de acceso a la información. En dicho periodo se dio respuesta a 8,897 solicitudes (97%); las 282 solicitudes restantes (3%) se encontraban, al cierre de año, en proceso, en concordancia con los plazos que marca la LFTAIP. El número de solicitudes de información recibidas en 2017 registró un aumento de 30.2% respecto al año anterior, pasando de 7,049 a 9,179 solicitudes.

23/ El Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales notificó la apertura de las ventanillas para la recepción de solicitudes de información dirigidas a los sujetos obligados indirectos. En el caso de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, los sujetos obligados indirectos son: Fondo Laboral Pemex, Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda, Colonia Petrolera José Escandón (los tres de Petróleos Mexicanos), Terrenos para Industrias, S.A. (PTRI) y Mandato Logística (PLOG).

**Solicitudes de información recibidas y atendidas al amparo de la LFTAIP
al 31 de diciembre de 2017**

Sujeto obligado	Recibidas	Atendidas	En proceso
Total	9,179	8,897	282
Petróleos Mexicanos	4,007	3,849	158
Pemex Exploración y Producción	1,523	1,497	26
Pemex Perforación y Servicios	364	350	14
Pemex Transformación Industrial	899	840	59
Pemex Logística	588	571	17
Pemex Cogeneración	336	335	1
Pemex Etileno	302	296	6
Pemex Fertilizantes	251	250	1
Fondo Laboral Pemex (Pemex)	194	194	-
Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (Pemex)	179	179	-
Colonia Petrolera José Escandón (Pemex)	166	166	-
Terrenos para Industrias S.A. (PTRI)	186	186	-
Mandato Logística (PLOG)	184	184	-

Fuente: Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales, 2018.

En 2017, Pemex, sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus sujetos obligados indirectos fueron notificados por parte del INAI de la admisión de un total de 294 recursos de revisión, cifra que implica que únicamente fue recurrida por parte de la ciudadanía el 3.1% de las respuestas a solicitudes de información, que se atienden conforme a los tiempos establecidos por la LFTAIP.

Convenio General de Colaboración con el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales

Pemex dio continuidad a su convenio de colaboración celebrado en 2015. Las acciones se orientaron a la capacitación de los comités de transparencia y del personal adscrito a las unidades de transparencia de la empresa; además, se impartió un curso masivo sobre la nueva Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados. En este contexto, en agosto de 2017 se solicitó la certificación del Comité de Pemex Etileno.

Sistema de Portales de Obligaciones de Transparencia

El INAI inició un programa de evaluación diagnóstica, no vinculante, cuyo objetivo fue detectar las áreas de oportunidad de cada sujeto obligado en el cumplimiento de las obligaciones de transparencia en Términos de la Ley General y cuya información se encuentra publicada en el Sistema de Portales de Obligaciones de Transparencia.

Derivado de dicha evaluación, realizada en 2017, se emitieron recomendaciones puntuales, que deberán ser atendidas por las áreas responsables de la información.

Se cumplió con lo dispuesto en la LFTAIP y los Lineamientos Técnicos Federales, que prevé la publicación de la información señalada en los artículos 68, 69 y 73 fracción IV de la Ley antes mencionada.

Programa Institucional de Transparencia

Pemex se encuentra desarrollando el Programa Institucional de Transparencia, con el cual se fomentará la generación, uso y divulgación de la información pública en Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias, en beneficio de la sociedad. Este programa busca impulsar el fortalecimiento de la cultura de la transparencia, la mejora en difusión institucional y la adopción de las mejores prácticas y estándares internacionales, constituirse en una plataforma para el aprendizaje, la mejora continua, la innovación en materia de transparencia y mantener el enfoque hacia el objetivo a alcanzar: hacer de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, organizaciones que brindan confianza en su gestión y que gozan de una excelente reputación en los negocios y en la comunidad.

Adopción de mejores prácticas y estándares internacionales

La Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (*Extractive Industries Transparency Initiative*, EITI por sus siglas en inglés) es un estándar internacional que busca transparentar los ingresos procedentes de los recursos naturales de un país, tales como: petróleo, gas, metales y minerales; además, permite divulgar la información sobre el pago de impuestos, licencias, contratos, la producción y otros elementos clave en relación con la extracción de los recursos.

La intención y esfuerzos de México para adoptar el estándar EITI avanzaron con la decisión de esta organización, tomada en octubre de 2017, de aceptar a México como un miembro.

Pemex ha participado con dos roles: como empresa soporte, contribuyendo con una aportación económica voluntaria en forma anual desde 2006 y como empresa representante del sector extractivo para la adhesión de nuestro país al estándar EITI. En este segundo rol, Pemex forma parte del Grupo Multipartícipe Nacional, que busca garantizar una interacción efectiva y armónica para la implementación de dicho estándar en México.

8.2. Responsabilidad social corporativa

La estrategia de responsabilidad social de Pemex tiene como principales objetivos contribuir a maximizar el valor del petróleo para México y permitir la continuidad de la operación de la empresa, favoreciendo la creación de valor económico para la misma; mediante el mantenimiento de la Licencia Social para Operar^{24/} en el desarrollo de proyectos, generando entornos sociales favorables que le permitan desarrollar sus operaciones en condiciones de seguridad, estabilidad y continuidad, a través de la vinculación con gobiernos estatales y municipales, así como con organizaciones civiles.

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

Pemex cuenta con diversos instrumentos de desarrollo social enfocados en mejorar la calidad de vida en las zonas petroleras, que ayudan a conciliar el crecimiento de la industria con las aspiraciones de bienestar de las comunidades.

Durante 2017, la inversión social de la empresa ascendió a 1,670.3 millones de pesos a través de donativos y donaciones, programas, obras y acciones y otros instrumentos adicionales de responsabilidad social, los cuales impactan de manera directa a uno o más de los componentes: educación y deporte, infraestructura, protección ambiental, proyectos productivos, salud y seguridad.

En 2017, se le autorizó a Pemex la entrega de donativos en numerario y donaciones en especie por 1,323 millones de pesos, 96% corresponden a donaciones en especie, consistentes en combustibles y asfalto, además de un bien mueble y dos donaciones de inmuebles y el resto a donativos en numerario. El objetivo es mejorar la calidad de vida de las personas que habitan en zonas petroleras y conciliar el crecimiento de la industria con el bienestar de estas comunidades. Las principales entidades federativas beneficiadas fueron Campeche, Chiapas, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz.

Petróleos Mexicanos, a través del Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente, ha logrado la participación conjunta entre el sector público y privado, a través de las aportaciones de los proveedores y contratistas, que con estas acciones se integran a la responsabilidad social con las comunidades.

Programas, obras y acciones, 2017

Componente	Inversión en miles de pesos	Número	Participación (%)
Total	233,820	126	100.0
Salud	97,854	20	41.9
Infraestructura	82,689	50	35.4
Proyectos productivos	27,437	18	11.7
Educación y deporte	25,840	38	11.0

También se cuenta con instrumentos adicionales: las obras de beneficio mutuo y mecanismos contractuales de responsabilidad social como los contratos integrales de extracción y producción y anexos - cláusulas de desarrollo sustentable incluidas en los contratos con proveedores y/o contratistas en donde éstos se comprometen a mejorar la calidad de vida en las comunidades, entre los cuales sobresale la cláusula de responsabilidad social de Ku-Maloob-Zaap.

Instrumentos adicionales, 2017

Componente	Inversión en miles de pesos	Programas, obras y acciones	
		Número	Participación (%)
Total	113,488	82	100.0
Obras de beneficio mutuo	23,026	13	20.3
Contratos integrales de extracción y producción	81,223	55	71.6
Cláusulas de desarrollo sustentable	7,075	10	6.2
Responsabilidad social de Ku-Maloob-Zaap	2,164	4	1.9

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

9. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2017



ACUERDO

Con fundamento en el artículo 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración emite la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos por el Ejercicio 2017, en los términos del documento adjunto.

Anexo del Acuerdo

Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2017

Con base en la información proporcionada por la Administración en las distintas sesiones de los Comités y del Consejo de Administración celebradas durante el ejercicio, así como de lo manifestado propiamente en el informe del Director General, de acuerdo con el artículo 36, fracción II, de la Ley de Petróleos Mexicanos, los Consejeros emiten su evaluación y consideraciones sobre la ejecución de los referidos programas anuales durante el ejercicio 2017.

Contexto de los Programas Anuales 2017

Para el ejercicio 2017, mediante acuerdo CA-028/2018, el Consejo de Administración (CAPEMEX) tomó conocimiento de la relación de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos objeto de evaluación:

Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). El CAPEMEX tomó conocimiento del presupuesto autorizado a PEMEX, en el que se estableció la meta de balance financiero y el techo de gasto de servicios personales.

Durante 2017, el CAPEMEX autorizó una adecuación al presupuesto del ejercicio fiscal 2017, que consideró un traspaso de 15 mil millones de pesos (MMM\$) de inversión física a gasto de operación, con el fin de mantener la continuidad operativa, sin afectación a las metas previamente planteadas.

Plan de Negocios de PEMEX 2017-2021 (Plan de Negocios). Aprobado por el CAPEMEX en octubre de 2016, plantea como eje rector la rentabilidad y presenta los retos y oportunidades a capturar por línea de negocio.

Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT). Aprobado por el CAPEMEX en diciembre 2016, en él se detallan las variables operativas en las cadenas de crudo y gas, alineadas a las metas establecidas en el Plan de Negocios.

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos. En marzo de 2017, el CAPEMEX tomó conocimiento de este programa, que presenta acciones encaminadas al uso austero de los recursos humanos,



materiales, financieros y tecnológicos de los servicios administrativos de apoyo de la empresa, particularmente, las relativas al ahorro en servicios personales y sostenimiento del gasto corriente, sin comprometer la seguridad y las actividades productivas.

Evaluación de los Programas Anuales 2017

El desempeño de Petróleos Mexicanos durante 2017 presenta contrastes entre el cumplimiento registrado en las metas de balance financiero y producción de hidrocarburos y desviaciones reportadas para las operaciones de refinación y petroquímica, así como en términos de la deuda consolidada.

A continuación se detalla la evaluación de cada uno de los programas del ejercicio 2017:

Presupuesto de Egresos de la Federación

PEMEX cumplió con las metas establecidas en el PEF 2017, balance financiero y techo de gasto de servicios personales. Aun cuando el ingreso corriente superó el programa, los ingresos propios resultaron menores a lo estimado, debido principalmente al volumen de importación de combustibles, como consecuencia de una menor producción de petrolíferos en PEMEX Transformación Industrial. Ello implicó que para que PEMEX lograra alcanzar la meta de balance financiero, fue necesario reducir el gasto programable a fin de compensar este efecto.

Aunque el año 2017 mostró una mejora de las condiciones del mercado internacional, en particular la recuperación de los precios para los crudos marcadores, no fue posible alcanzar el nivel de ingresos propios programado (los ingresos propios registraron una baja de 2.7 % con respecto al PEF, equivalente a 10.5 miles de millones de pesos), lo que requirió llevar a cabo ajustes al gasto programable, en particular sobre la inversión.

Con ello, PEMEX consiguió cumplir la meta de balance financiero y alcanzar una mejora respecto de 2016, y el mejor resultado para este indicador de los últimos cuatro años.

Plan de Negocios de PEMEX 2017-2021

Con excepción del nivel de deuda consolidada, Petróleos Mexicanos logró alcanzar las metas establecidas en su Plan de Negocios para 2017 tanto en materia de incorporación de reservas 3P por nuevos descubrimientos, como en los niveles de producción de crudo, y los compromisos en seguridad industrial y desempeño ambiental.

La deuda consolidada, presentó un incremento con respecto a la meta, efecto del estimado de cierre 2016 y del tipo de cambio. No obstante, se redujo la tasa de crecimiento respecto de lo observado en ejercicios anteriores, lo que refleja el esfuerzo que se ha realizado para estabilizar las finanzas de la empresa, reconociéndose que este es uno de los mayores retos a los que se enfrenta.

La ejecución de las oportunidades incluidas en el Plan de Negocios no se ha materializado al ritmo previsto y algunas de ellas han requerido ser reprogramadas, replanteadas e incluso descartadas; entre estas destacan aspectos específicos que el Plan de Negocios establece, tales como las inversiones asociadas a las reconfiguraciones de las refinерías y la recuperación de la confiabilidad de las operaciones de refinación. Por su parte la implementación de la estrategia de *farmouts* ha reportado avances, pero no con el alcance y éxito



previsto, como es el caso de las licitaciones de los bloques Ayín-Batsil, Maximino-Nobilis y Ayatsil-Tekel-Utsil; esto implica que las proyecciones de recuperación del nivel de producción de crudo deberán ser revisadas.

Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo

Con respecto al desempeño de los indicadores operativos en las cadenas de crudo y gas incluidos en el POFAT, se reporta el cumplimiento de la producción de hidrocarburos; no así para los resultados de producción de los procesos de refinación, proceso de gas y petroquímicos. Estos se explican principalmente por factores externos, tales como las afectaciones a las instalaciones por eventos naturales, así como por factores internos, que incluyen las brechas en confiabilidad operativa, el rezago en el mantenimiento de las instalaciones y de forma parcial la falta de materia prima.

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos

En lo que a este programa se refiere, se manifiesta que se cumplió la meta establecida en el programa de austeridad administrativa, que representó ahorros en servicios personales y gasto corriente. En este sentido PEMEX continúa presentando oportunidades para optimizar su plantilla laboral y concretar la reasignación del personal conforme a su estructura orgánica, de forma que se reflejen estas acciones en los resultados.

Consideraciones adicionales a la Evaluación sobre la ejecución de los Programas Anuales

Petróleos Mexicanos mostró un fortalecimiento de sus flujos operativos y registró una mejora en EBITDA¹ respecto del año previo, y mayor generación de impuestos y derechos. No obstante, considerando el efecto del deterioro² y el costo financiero³, el resultado neto en 2017 presentó una caída respecto del año anterior.

PEMEX debe enfocarse en instrumentar acciones que le permitan revertir las pérdidas económicas en sus líneas de negocio, recuperar el nivel de actividad que lleve a compensar la declinación de los campos, mejorar el desempeño operativo de las refinerías y establecer mecanismos que garanticen el abasto de materias primas para sus procesos productivos. Al mismo tiempo, es necesario continuar con las tareas que apoyen una reducción del costo financiero y asegurar que el uso de fondos adquiridos por deuda se dirija a la realización de proyectos con retornos positivos, balanceando el riesgo.

El patrimonio de PEMEX ha sufrido una disminución en los últimos años, como resultado del impacto de los precios sobre la valoración de los principales negocios, reconocido contablemente como deterioro de activos, y de una reducción en el ritmo de inversión que fue necesario efectuar tras la caída en el precio de los crudos, así como el crecimiento de sus pasivos. PEMEX debe implementar las acciones tendentes a la restitución de su situación financiera, considerando las externalidades a las cuales está sujeta.

¹ Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización.

² PEMEX, en cumplimiento de la normativa aplicable, incluye estos conceptos en su contabilidad cuando existen indicios de deterioro de activos fijos. Este concepto no representa flujo de efectivo y se incluye como parte de los costos de operación.

³ El costo financiero es el asociado al pago de intereses y el costo por derivados financieros.



Algunos de estos factores se han corregido como resultado de la implementación de la Reforma Energética, por ejemplo, con la aplicación del régimen de migraciones, la liberalización de precios de gasolina y diesel y el reconocimiento de costos logísticos, así como con la entrada en vigor del régimen permanente en materia de gas natural. No obstante, es importante reconocer que algunos de estos cambios tendrán un impacto reconocible sobre las finanzas de la empresa en el mediano plazo y que necesariamente deberán estar acompañados con mejoras en eficiencia y productividad de PEMEX.

En términos de la producción de crudo y gas, durante 2017 se logró contener la declinación y dar cumplimiento a las metas comprometidas en el Plan de Negocios. Las actividades instrumentadas en el periodo permitieron reemplazar producción y mantener la plataforma en los niveles previstos para el ejercicio, a pesar de los efectos del clima sobre las operaciones de extracción de hidrocarburos y de la contención presupuestal.

Este cumplimiento se dio sin que fuera posible complementar la inversión con los esquemas alternativos habilitados por la Reforma Energética a partir de 2017, tal como se planteó en el Plan de Negocios. Los ingresos no recurrentes y una mejora de precios compensaron parcialmente la disponibilidad de recursos para financiar actividades de explotación, con un efecto en el desarrollo de campos en el periodo.

Asimismo, en 2017, se logró superar la meta de incorporación de reservas totales, resultado de los descubrimientos asociados a la actividad de exploración y de la asignación de inversión complementaria a esta actividad. Es necesario que el enfoque de incorporación de reservas vaya más allá de incrementar el agregado de reservas probadas, probables y posibles (3P). Se debe contar con los recursos necesarios y deben emplearse de forma más activa los mecanismos de la Reforma Energética para enfocarse en la materialización de reservas probadas (1P), con el fin de detener su disminución. Las regulaciones para exploración y explotación de yacimientos no convencionales que implementó durante el último año el Gobierno Federal, y el potencial de reservas en estos yacimientos que recibió PEMEX en la Ronda Cero, deberán ser aprovechados con prioridad.

Además, es imperante profundizar el portafolio de oportunidades, enfocar los *farmouts* a la generación de reservas y mayor producción, acelerar el ritmo de las migraciones para mejorar el flujo de efectivo y complementar la inversión con capital y tecnología de socios, así como la monetización de activos no estratégicos. Al mismo tiempo se debe reconocer que la eficiencia es una de las asignaturas pendientes en esta línea de negocio, ya que se registró un incremento en el costo de producción.

El esfuerzo en refinación se ha orientado a la captura de resultados económicos por encima de los criterios volumétricos que tradicionalmente se habían usado, bajo un nuevo contexto en el cual son reconocidos los costos de transporte incurridos en el abastecimiento de productos. Se establecieron niveles óptimos de operación para las refinerías, considerando la infraestructura disponible, se asignaron recursos a actividades de mantenimiento para impulsar la captura de márgenes y restablecer condiciones seguras de operación ante la afectación de desastres naturales. Sin embargo, los niveles de producción no son satisfactorios considerando el potencial de la infraestructura existente en el sistema.

Es crucial que se capitalice el valor de las inversiones ejecutadas en los últimos meses y se replantee el portafolio de proyectos tanto en términos de su alcance, como sobre los mecanismos de ejecución, privilegiando aquellas inversiones que permitan incrementar la utilidad sobre los barriles marginales y capturar las sinergias de un planteamiento comercial renovado, en el que se reconozcan los retos del nuevo entorno de competencia, particularmente en el negocio de *retail*.

En términos de la revisión que se ha hecho para los proyectos de cogeneración, es primordial reconocer que cada oportunidad presenta características particulares, por lo que se debe orientar el compromiso a alcanzar niveles apropiados de confiabilidad, costo y disponibilidad. Este cambio de estrategia debe entregar soluciones



más económicas que apoyen la decisión de reincorporar esta línea de negocios al contexto de PEMEX Transformación Industrial.

En materia de logística, 2017 representó una consolidación de las operaciones, lo que se reflejó en los márgenes operativos alcanzados, antes del reconocimiento de los costos asociados a las pérdidas no operativas (robo de productos) mismas que fueron integradas a su resultado. En este periodo la revisión del diagnóstico en esta línea de negocio ha permitido simplificar las soluciones para incrementar el abasto sin que esto implique incurrir en elevados montos de inversión para el desarrollo de infraestructura.

PEMEX Logística debe enfocarse en los mercados prioritarios y en atraer capital de socios para fortalecer su posición, tendente a la captura de oportunidades de crecimiento y generación de ingresos adicionales.

Por su parte en PEMEX Etileno, se reconocen los esfuerzos de la Administración hacia la implementación de estrategias comerciales y aquellas orientadas a compensar la baja en la disponibilidad de materia prima. Es importante que estas opciones permitan garantizar la rentabilidad y la sustentabilidad de las operaciones en el corto y mediano plazo.

Por último, es relevante puntualizar que las premisas que motivaron las decisiones para la integración de las cadenas vinculadas a PEMEX Fertilizantes no se han materializado, en parte porque las proyecciones utilizadas para sustentar la ejecución de las inversiones (disponibilidad de gas, capacidad de producción de amoníaco y precios de fertilizantes) y el potencial del negocio (sinergias asociadas a la integración de las operaciones), no se cumplieron. Un aspecto a considerar en este sentido, se relaciona con las observaciones sobre la valoración de activos señaladas por las instancias fiscalizadoras. Esto ha implicado que las operaciones asociadas a esta Empresa Productiva Subsidiaria continúen reportando pérdidas, se haya reconocido una pérdida contable por la compra de Fertinal, y en consecuencia se haya presentado para autorización del CAPEMEX el caso de negocio para la desinversión de los activos en el corto plazo.

Entre las asignaturas pendientes que tienen un efecto transversal en la empresa está la brecha en confiabilidad operacional. Es indispensable que se fortalezca la asignación de recursos a tareas de mantenimiento y la planeación de rehabilitaciones a la infraestructura existente. En este sentido la empresa debe reconocer el valor estratégico que tienen los mantenimientos para la rentabilidad y continuidad de las operaciones.

PEMEX debe considerar que el nuevo entorno de competencia ofrece oportunidades para la empresa, pero también implica retos, que incluyen el replanteamiento de su participación en algunos mercados o una menor participación en determinados segmentos de la cadena de valor.

El CAPEMEX solicita a la Administración incorporar las consideraciones derivadas de esta evaluación a la actualización del Plan de Negocios que se presente a este Órgano de Gobierno.

10. Información general

10.1 Dictamen del auditor externo a los estados financieros

**PETRÓLEOS MEXICANOS,
EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y
COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE
DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015 E INFORME
DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES**

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

**Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de
2017, 2016 y 2015 e informe de los auditores independientes**

Índice

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de los auditores independientes	1 a 6
Estados financieros consolidados:	
De situación financiera	7 y 8
Del resultado integral	9
De variaciones en el patrimonio (déficit), neto	10
De flujos de efectivo	11
Notas a los estados financieros consolidados	12 a 141



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

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

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al H. Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias ("PEMEX"), que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, y los estados consolidados del resultado integral, de variaciones en el patrimonio (déficit) y de flujos de efectivo correspondientes a los años terminados en dichas fechas, así como las notas explicativas a los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión; los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2017 y 2016, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados correspondientes a los años terminados en esas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

Fundamento de la opinión

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

Continuidad del negocio en marcha

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



Cuestiones clave de la auditoría

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

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

En el año terminado el 31 de diciembre de 2017, el resultado integral incluye una pérdida por deterioro en el valor de los activos de larga duración por un importe neto de \$ 151,444,560 miles de pesos, debido principalmente al decremento en la producción y las expectativas de la misma, la re-categorización de una parte de la reserva probada a probable, esto como consecuencia de los ajustes al presupuesto en la inversión estratégica.

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

Para validar la razonabilidad de los cálculos de deterioro de los activos de larga duración y abordar el riesgo en la efectividad de los controles clave, llevamos a cabo, entre otros, los siguientes procedimientos de auditoría:

1. Evaluamos la metodología utilizada por la administración de PEMEX para determinar el valor de los activos de larga duración, a efecto de comprobar el cumplimiento de la norma contable y su aplicación.
2. Revisamos las estimaciones de flujos de efectivo futuros y evaluamos las hipótesis utilizadas para su determinación, tales como: tasa de descuento, tipo de cambio, estimaciones de precios, pronósticos de producción y presupuestos de costos asociados y gastos operativos.
3. Efectuamos análisis de sensibilidad sobre los modelos de flujos de efectivo futuros y precios estimados por la administración de PEMEX. Asimismo, efectuamos un análisis de tendencias de la producción y gastos incluidos en la determinación de los flujos de efectivo futuros.
4. Validamos el adecuado registro contable del deterioro de los activos de larga duración y que la revelación correspondiente que se incluye en la Nota 12 a los estados financieros consolidados adjuntos cumpliera con las revelaciones requeridas en la Norma Internacional de Contabilidad 36 "Deterioro del Valor de los Activos".

Estimación de las reservas de hidrocarburos

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

Nuestros procedimientos de auditoría para cerciorarnos de la razonabilidad de los cálculos de la estimación de las reservas de hidrocarburos determinadas por los especialistas internos de PEMEX y certificadas por los especialistas externos contratados por PEMEX incluyeron, entre otros, los siguientes:

1. Verificamos el proceso para la determinación de la estimación de reservas de hidrocarburos calculada por los especialistas internos de PEMEX, quienes son los responsables de la estimación de dichas reservas.
2. Evaluamos la competencia y objetividad de los especialistas internos de PEMEX, así como de los especialistas externos contratados por PEMEX que certifican las reservas de hidrocarburos, para asegurarnos de que estaban debidamente calificados para llevar a cabo la estimación y certificación de las reservas, respectivamente.
3. Obtuvimos confirmación de los especialistas externos contratados por PEMEX con relación a su independencia, experiencia, capacidad técnica y sus acreditaciones, así como de los métodos y procedimientos de valuación y de ingeniería petrolera utilizados para la determinación de las reservas.
4. Verificamos que la información proporcionada por la administración de PEMEX a sus especialistas externos que sirvió de base para la certificación de las reservas de hidrocarburos, fuera consistente con la información utilizada para calcular las reservas estimadas por los especialistas internos de PEMEX.
5. Revisamos los movimientos en los volúmenes de las reservas de hidrocarburos, considerando las reservas certificadas al inicio del ejercicio, la producción del año y la re-categorización de reservas, así como los ajustes al presupuesto en la inversión estratégica.
6. Revisamos que las reservas de hidrocarburos se incluyeran adecuadamente en la determinación de los cálculos de agotamiento de pozos y de deterioro.

La información relativa a las reservas de hidrocarburos que se reveló en la Nota 29 a los estados financieros consolidados no fue auditada.

Beneficios a los empleados

El pasivo por beneficios a los empleados es considerado como cuestión clave en la auditoría por la complejidad en su determinación. La administración de PEMEX utilizó los servicios de un especialista externo para realizar las valuaciones actuariales necesarias para calcular este pasivo, el cual representa el 35% del total de los pasivos del estado consolidado de situación financiera. Al 31 de diciembre de 2017 el saldo de la provisión para los beneficios a los empleados asciende a \$ 1,258,436,122 miles de pesos.

Nuestros procedimientos requirieron de la contratación y utilización del trabajo de un especialista externo en valuaciones actuariales para validar la razonabilidad de las hipótesis y metodología utilizada por la administración de PEMEX para la determinación del pasivo por beneficios a los empleados, llevando a cabo, entre otros, los siguientes procedimientos de auditoría:

1. Revisamos la existencia, aplicación y cumplimiento de las políticas y procedimientos en el proceso de la determinación del pasivo por beneficios a los empleados.
2. Evaluamos la competencia y objetividad de los especialistas externos contratados por PEMEX, para asegurarnos de que estaban debidamente calificados para calcular el pasivo por beneficios a los empleados.
3. Obtuvimos confirmación de los especialistas externos contratados por PEMEX con relación a su independencia, experiencia, capacidad técnica y sus acreditaciones para la determinación del pasivo por beneficios a los empleados.

4. Revisamos la consistencia de los datos de los empleados con respecto al ejercicio anterior (fechas de ingreso, antigüedades, altas, bajas, personal activo, entre otros), que la administración de PEMEX proporcionó a su especialista externo y que sirvieron de base para la determinación del pasivo por beneficios a los empleados.
5. Revisamos las características descriptivas de los planes de beneficios a los empleados.
6. Revisamos las hipótesis actuariales desglosadas por edad, así como la metodología aplicada para la determinación de dichas hipótesis actuariales demográficas, económicas y financieras.
7. Revisamos la razonabilidad de la tasa de descuento utilizada en los cálculos actuariales, así como de los elementos integrantes del costo neto del periodo y el pasivo neto proyectado.
8. Llevamos a cabo un análisis de sensibilidad del modelo utilizado por la administración de PEMEX.
9. Validamos el adecuado registro contable del pasivo por beneficios a los empleados y que la revelación correspondiente que se incluye en la Nota 17 a los estados financieros consolidados adjuntos cumpliera con las revelaciones requeridas en la Norma Internacional de Contabilidad 19 "Beneficios a los Empleados".

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

La administración es responsable de la otra información. La otra información consiste en la información que se incluirá en el informe anual a la Bolsa Mexicana de Valores (BMV), pero no incluye los estados financieros consolidados, ni nuestro informe de auditoría correspondiente. Esperamos disponer de la otra información, en una fecha posterior a la fecha de emisión de este informe de auditoría.

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

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer y considerar la otra información que identificamos más arriba cuando dispongamos de ella y, al hacerlo, considerar si existe una incongruencia material entre la otra información y los estados financieros consolidados o el conocimiento obtenido por nosotros en la auditoría o si parece que existe una incorrección material en la otra información por algún otro motivo.

Cuando leamos y consideremos el informe anual a la BMV, si concluimos que contiene una incorrección material, estamos obligados a informar de ello a los responsables del gobierno de PEMEX.

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

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados, de conformidad con las NIIF y del control interno que la administración consideró necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material debido a fraude o error.

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

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

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

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

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

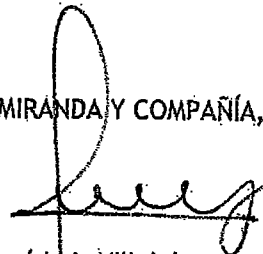
- Identificamos y evaluamos los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para sustentar nuestra opinión. El riesgo de no detectar una desviación material debido a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de PEMEX.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la administración de PEMEX.
- Concluimos acerca de lo adecuado por parte de la administración de utilizar la base contable de negocio en marcha; con la evidencia de auditoría obtenida, también concluimos respecto de la posible existencia de una incertidumbre importante relacionada con hechos o condiciones que pudieran generar dudas significativas sobre la capacidad de PEMEX para continuar funcionando normalmente. En caso de que se concluyera que existe una incertidumbre importante, se requeriría que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la información correspondiente revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, se expresaría una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de informe de auditoría; sin embargo, hechos o condiciones futuras pudieran ser causa de que PEMEX deje de ser un negocio en marcha, más aún si el plan de negocios de PEMEX para hacer frente a esos hechos o condiciones no se lleve a cabo.
- Evaluamos en su conjunto, la presentación, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

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

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

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

CASTILLO MIRANDA Y COMPAÑÍA, S. C.



C.P.C. José Luis Villalobos Zuazua

Ciudad de México, a
16 de abril de 2018

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera
Al 31 de diciembre de 2017 y 2016
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2017	2016
Activo			
Circulante			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	\$ 97,851,754	\$ 163,532,513
Cuentas por cobrar, neto	7	170,645,234	133,220,527
Inventarios, neto	8	63,858,930	45,892,060
Activos no financieros mantenidos para la venta	9	-	7,460,674
Activos financieros disponibles para la venta	10-b	1,056,918	2,852,679
Instrumentos financieros derivados	16	<u>30,113,454</u>	<u>4,857,470</u>
Total del activo circulante		<u>363,526,290</u>	<u>357,815,923</u>
No circulante			
Activos financieros disponibles para la venta	10	-	6,027,540
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	11	16,707,364	20,737,509
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	12	1,436,509,326	1,667,742,248
Documentos por cobrar a largo plazo	14	148,492,909	148,607,602
Impuestos diferidos	20	146,192,485	100,324,689
Efectivo restringido	6	-	10,478,626
Activos intangibles	13	9,088,563	8,639,242
Otros activos	14	<u>11,485,177</u>	<u>9,512,645</u>
Total del activo no circulante		<u>1,768,475,824</u>	<u>1,972,070,101</u>
Total del activo		<u>\$ 2,132,002,114</u>	<u>\$ 2,329,886,024</u>

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de situación financiera (continuación)

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2017	2016
Pasivo			
Circulante			
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	15	\$ 157,209,467	\$ 176,166,188
Proveedores		139,955,378	151,649,540
Impuestos y derechos por pagar	20	51,004,960	48,839,595
Cuentas y gastos acumulados por pagar		23,211,401	18,666,607
Instrumentos financieros derivados	16	<u>17,745,979</u>	<u>30,867,956</u>
Total del pasivo circulante		<u>389,127,185</u>	<u>426,189,886</u>
No circulante			
Deuda a largo plazo	15	1,880,665,604	1,807,004,542
Beneficios a los empleados	17	1,258,436,122	1,220,409,436
Provisión para créditos diversos	18	87,677,423	88,317,878
Otros pasivos		14,194,237	16,837,893
Impuestos diferidos	20	<u>4,253,928</u>	<u>4,134,536</u>
Total del pasivo no circulante		<u>3,245,227,314</u>	<u>3,136,704,285</u>
Total del pasivo		<u>3,634,354,499</u>	<u>3,562,894,171</u>
Patrimonio (déficit), neto			
21			
Participación controladora:			
Certificados de Aportación "A"		356,544,447	356,544,447
Aportaciones del Gobierno Federal		43,730,591	43,730,591
Reserva legal		1,002,130	1,002,130
Resultados acumulados integrales		(151,887,182)	(163,399,441)
Déficit acumulado:			
De ejercicios anteriores		(1,471,862,579)	(1,280,216,973)
Pérdida neta del año		<u>(280,844,899)</u>	<u>(191,645,606)</u>
Total participación controladora		<u>(1,503,317,492)</u>	<u>(1,233,984,852)</u>
Total participación no controladora		<u>965,107</u>	<u>976,705</u>
Total del patrimonio (déficit), neto		<u>(1,502,352,385)</u>	<u>(1,233,008,147)</u>
Total del pasivo y patrimonio (déficit), neto		<u>\$ 2,132,002,114</u>	<u>\$ 2,329,886,024</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

	Notas	2017	2016	2015
Ventas netas:				
En el país	5	\$ 877,360,038	\$ 670,000,473	\$ 746,235,912
De exportación	5	508,539,112	395,118,117	407,214,445
Ingresos por servicios	3-w,5	11,130,569	8,974,642	8,310,035
Total de ventas		1,397,029,719	1,074,093,232	1,161,760,392
Deterioro (reversa) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	12-e	151,444,560	(331,314,343)	477,944,690
Beneficio por modificación en plan de pensiones		-	-	(92,177,089)
Costo de lo vendido		1,004,204,880	865,822,221	891,964,606
Rendimiento (pérdida) bruto		241,380,279	539,585,354	(115,971,815)
Otros ingresos (gastos), neto	22	5,174,076	22,649,606	(875,487)
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta		21,889,670	25,231,240	28,928,639
Gastos de administración		119,939,454	112,653,533	112,472,095
Beneficio por modificación en plan de pensiones		-	-	(103,860,955)
Rendimiento (pérdida) de operación		104,725,231	424,350,187	(154,387,081)
Ingreso financiero ¹		16,165,853	13,749,255	14,990,859
Costo financiero ²		(117,644,548)	(98,844,464)	(67,773,593)
Rendimiento (costo) por instrumentos financieros derivados, neto	16	25,338,324	(14,000,987)	(21,449,877)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neto	16	23,184,122	(254,012,743)	(154,765,574)
		(52,956,249)	(353,108,939)	(228,998,185)
Rendimiento neto en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	11	360,440	2,135,845	2,318,115
Rendimiento (pérdida) antes de derechos, impuestos y otros		52,129,422	73,377,093	(381,067,151)
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	3-w,20	338,044,209	277,161,804	377,087,514
Impuestos netos a la utilidad	3-w,20	(5,064,168)	(12,640,369)	(45,587,267)
Total de derechos, impuestos y otros		332,980,041	264,521,435	331,500,247
Pérdida neta		(280,850,619)	(191,144,342)	(712,567,398)
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	10	5,564,130	207,817	(3,206,316)
Efecto por conversión	19	(6,096,459)	21,386,903	13,262,101
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias actuariales por beneficios a empleados	17	12,038,710	106,277,761	78,556,569
Total de otros resultados integrales		11,506,381	127,872,481	88,612,354
Resultado integral total		\$ (269,344,238)	\$ (63,271,861)	\$ (623,955,044)
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora		\$ (280,844,899)	\$ (191,645,606)	\$ (712,434,997)
Participación no controladora		(5,720)	501,264	(132,401)
Pérdida neta		\$ (280,850,619)	\$ (191,144,342)	\$ (712,567,398)
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora		\$ 11,512,259	\$ 127,650,318	\$ 88,571,493
Participación no controladora		(5,878)	222,163	40,861
Total de otros resultados integrales		\$ 11,506,381	\$ 127,872,481	\$ 88,612,354
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora		\$ (269,332,640)	\$ (63,995,288)	\$ (623,863,504)
Participación no controladora		(11,598)	723,427	(91,540)
Resultado integral total		\$ (269,344,238)	\$ (63,271,861)	\$ (623,955,044)

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de variaciones en el patrimonio (déficit), neto
 Por los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016
 (Cifras expresadas en miles de pesos)
 (Ver Nota 21)

	Participación controladora							Participación no controladora		
	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal	Reserva legal	Activos financieros disponibles para la venta	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficiarios a empleados	Del ejercicio		De ejercicios anteriores	Total
e de 2015	\$ 194,604,835	\$ 43,730,591	\$ 1,002,130	\$ (5,771,947)	\$ 29,550,360	\$ (329,801,386)	\$ (712,434,997)	\$ (552,808,762)	\$ (1,331,929,176)	\$ 253,278
lado							712,434,997	(712,434,997)		
idos de	161,939,612								161,939,612	
esultados				207,817	21,169,662	14,973,214	(191,645,606)	(14,973,214)	(63,995,288)	723,427
e de 2016	356,544,447	43,730,591	1,002,130	(5,564,130)	50,720,022	(208,555,333)	(191,645,606)	(1,280,216,973)	(1,233,984,852)	976,705
ado							191,645,606	(191,645,606)		
e de 2017	\$ 356,544,447	\$ 43,730,591	\$ 1,002,130	\$ 5,564,130	\$ (6,087,010)	\$ 12,035,139	\$ (280,844,899)	\$ (1,471,862,572)	\$ (1,503,317,492)	\$ 965,107

te integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de flujos de efectivo
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	2017	2016	2015
Actividades de operación			
Pérdida neta	\$ (280,850,619)	\$ (191,144,342)	\$ (712,567,398)
Depreciación y amortización	156,704,513	150,439,491	167,951,250
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	151,444,560	(331,314,343)	477,944,690
Pozos no exitosos	6,164,624	29,106,084	23,213,519
Gastos de exploración	(1,447,761)	(2,022,826)	(5,698,511)
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	17,063,671	3,771,287	24,638,537
Deterioro del crédito mercantil	-	4,007,018	-
Pérdida por venta de activos fijos	-	27,882,480	-
Efectos de negocios conjuntos, asociadas y otras	(360,440)	(2,135,845)	(2,318,115)
Disminución en activos financieros disponibles para la venta	1,360,205	-	-
Utilidad por venta de inversiones en acciones	(3,139,103)	(15,211,039)	(680,630)
Baja de activos no financieros mantenidos para la venta	2,808,360	-	-
Dividendos	(180,675)	(293,397)	(359,941)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	7,774,000	11,968,966	(608,160)
Pérdida por venta de activos financieros disponibles para la venta	3,523,748	-	-
(Utilidad) pérdida en cambios	(16,685,439)	243,182,764	152,676,256
Intereses a cargo	117,644,548	98,844,464	67,773,593
	<u>161,824,192</u>	<u>27,080,762</u>	<u>191,965,090</u>
Instrumentos financieros derivados	(38,377,961)	310,905	9,802,397
Cuentas por cobrar a clientes	(27,124,228)	(55,104,439)	33,003,083
Inventarios	(17,966,870)	(1,358,879)	6,167,728
Cuentas por cobrar a largo plazo	114,693	(3,277,724)	-
Activos intangibles	(5,166,184)	(19,745,821)	-
Otros activos	(1,972,532)	(2,104,985)	(16,602,365)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4,544,794	3,097,660	1,002,403
Impuestos por pagar	379,357,742	306,843,204	351,996,630
Impuestos pagados	(377,192,377)	(301,050,325)	(351,370,004)
Proveedores	(11,694,162)	(15,664,703)	51,135,948
Provisión para créditos diversos	(7,266,629)	15,585,374	(9,126,733)
Beneficios a empleados	50,065,396	47,293,069	(116,022,232)
Impuestos diferidos	(45,748,404)	(43,802,181)	(53,014,159)
Flujos netos de efectivo generados de (utilizados en) actividades de operación	<u>63,397,470</u>	<u>(41,898,083)</u>	<u>98,937,786</u>
Actividades de inversión			
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(91,859,465)	(151,408,480)	(253,514,001)
Recursos provenientes de la venta de activos financieros disponibles para la venta	8,026,836	-	-
Recursos provenientes de la venta de inversiones en asociadas	3,141,710	22,684,736	4,417,138
Recursos provenientes de la venta de activos fijos	-	560,665	-
Inversión en acciones	-	-	(36,214)
Adquisición de negocios	-	(4,329,769)	-
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	<u>(80,690,919)</u>	<u>(132,492,848)</u>	<u>(249,133,077)</u>
Actividades de financiamiento			
Incremento al patrimonio en Certificados de Aportación "A"	-	73,500,000	10,000,000
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	704,715,468	841,991,767	378,971,078
Pagos de principal de préstamos	(642,059,819)	(614,987,329)	(193,618,498)
Intereses pagados	(108,910,417)	(88,754,141)	(62,737,150)
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	<u>(46,254,768)</u>	<u>211,750,297</u>	<u>132,615,430</u>
(Decremento) incremento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(63,548,217)	37,359,366	(17,579,861)
Efectos de conversión en moneda extranjera en el efectivo	(2,132,542)	16,804,267	8,960,213
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año	163,532,513	109,368,880	117,988,528
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año (Nota 6)	<u>\$ 97,851,754</u>	<u>\$ 163,532,513</u>	<u>\$ 109,368,880</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

**Notas a los estados financieros consolidados
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015
(Cifras expresadas en miles de pesos)**

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

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

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

Como parte de la legislación secundaria derivada del Decreto de la Reforma Energética, el 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Petróleos Mexicanos, misma que entró en vigor el 7 de octubre de 2014, con excepción de algunas disposiciones. El 2 de diciembre de 2014, la Secretaría de Energía publicó, en el Diario Oficial de la Federación, el acuerdo por el que se emitió la declaratoria con la cual, entró en vigor el régimen especial de Petróleos Mexicanos en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, remuneraciones, bienes, responsabilidades, dividendo estatal, deuda y presupuesto. El 10 de junio de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y, a partir del día siguiente a su publicación, inició la vigencia del régimen especial en materia de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras.

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

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

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

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

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

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

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

- Pemex Exploración y Producción: La exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país así como en el extranjero.
- Pemex Transformación Industrial: Las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- Pemex Perforación y Servicios: Proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
- Pemex Logística: Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados, a Petróleos Mexicanos, Entidades Subsidiarias, empresas filiales y terceros, mediante estrategias de movimiento por ducto y por medios marítimos y terrestres; así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.
- Pemex Cogeneración y Servicios: La generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica, incluyendo, de forma no limitativa, la producida en centrales eléctricas y de cogeneración; así como la provisión de servicios técnicos y de administración asociados a dichas actividades, para Petróleos Mexicanos, Entidades Subsidiarias, empresas filiales y terceros, por sí misma o a través de empresas en las que participe de manera directa o indirecta.
- Pemex Fertilizantes: La producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados.
- Pemex Etileno: La producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno, por cuenta propia o de terceros.
- Asimismo, el 28 de abril de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, los acuerdos de creación de las siete empresas productivas subsidiarias.

El 29 de mayo de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las declaratorias de entrada en vigor tanto del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción como del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Cogeneración y Servicios que emitió el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, por lo que los acuerdos referidos entraron en vigor el 1 de junio de 2015. El 29 de diciembre de 2015 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación la Adecuación al Acuerdo de Creación de Pemex Exploración y Producción, misma que entró en vigor en la fecha de su publicación. El 12 de mayo de 2016, se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la Adecuación al Acuerdo de Creación de Pemex Exploración y Producción, misma que entró en vigor en la fecha de su publicación.

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Bases de preparación

a. Declaración de cumplimiento

PEMEX preparó estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF, NIC o IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Con fecha 13 de abril de 2018, fueron autorizados para su emisión estos estados financieros consolidados y sus notas, por los siguientes funcionarios: Ing. Carlos Alberto Treviño Medina, Director General, Act. David Ruelas Rodríguez, Director Corporativo de Finanzas, Mtro. Manuel Salvador Cruz Flores, Subdirector de Contabilidad y Fiscal y el C.P. Oscar René Orozco Piliado, Gerente de Contabilidad Central.

Estos estados financieros consolidados y sus notas al 31 de diciembre de 2017, se presentarán, para su aprobación, en la siguiente sesión del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, previa opinión favorable del Comité de Auditoría sobre el dictamen del auditor externo, donde se tiene previsto que dicho Órgano de Gobierno apruebe los resultados del ejercicio en términos de lo dispuesto en el artículo 13 fracción VI de la Ley de Petróleos Mexicanos, el artículo 104 fracción III inciso a) de la Ley del Mercado de Valores y los artículos 33 fracción I inciso a) numeral 3 y 78 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores.

b. Bases de medición y negocio en marcha

Estos estados financieros consolidados fueron preparados sobre la base de costo histórico, salvo por aquellos rubros mencionados en estas notas a los estados financieros consolidados en los que se especifique que fueron medidos a valor razonable, costo amortizado, valor presente, o valor de uso. Los principales rubros medidos a valor razonable son los instrumentos financieros derivados ("IFD"); los medidos a costo amortizado son principalmente los préstamos y; el principal rubro medido a valor presente es la provisión para beneficios a empleados. Las principales partidas medidas a valor de uso son algunos componentes de pozos, ductos, propiedades, plantas y equipos.

Negocio en marcha

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

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, PEMEX reconoció pérdidas netas por \$ 280,850,619 y \$ 191,144,342, respectivamente, originadas, principalmente, por el bajo nivel de los precios del crudo, a pesar de la tendencia al alza observada, sobre todo en 2017, por la elevada carga tributaria aplicable a la industria, la depreciación del peso frente al dólar y el deterioro de los activos fijos. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se tiene un patrimonio negativo de \$ 1,502,352,385 y \$ 1,233,008,147, respectivamente; un capital de trabajo negativo de \$ 25,600,895 y \$ 68,373,963 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente; y un flujo neto de efectivo negativo proveniente de actividades de operación por \$ 41,898,083, por el año terminado el 31 de diciembre de 2016. Cabe señalar que por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, el flujo neto de efectivo proveniente de actividades de operación fue positivo por \$ 63,397,470.

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

PEMEX continúa implementando acciones y estrategias de negocio que le permitan operar competitiva y eficientemente y tome ventajas del Decreto de la Reforma Energética, de conformidad con lo siguiente:

- Plan de negocios 2017-2021: el 3 de noviembre de 2016, PEMEX anunció su plan de negocios por el periodo de 5 años de 2017 a 2021, el cual está diseñado para mejorar los flujos de efectivo, reducir el endeudamiento neto, fortalecer el balance financiero, reducir las pérdidas en el sistema nacional de refinación y continuar con la disciplina administrativa, así como el establecimiento de alianzas y asociaciones, incluyendo un programa intensivo de farm-outs. Dicho plan de negocios se formuló con premisas conservadoras, que no incluyeron ingresos adicionales derivados de disposición de activos.
- Plan para 2017: Las acciones para 2017, establecieron una serie de objetivos que PEMEX cumplió a través de las acciones en sus Entidades Subsidiarias, como se explica a continuación:
 - Pemex Exploración y Producción enfocó y continúa enfocando sus inversiones en los proyectos más rentables, el desarrollo de farm-outs y asociaciones destinadas a incrementar su operación y eventualmente la producción de hidrocarburos.
 - El 3 de marzo de 2017, Pemex Exploración y Producción formalizó el primer farm-out con BHP Billiton para desarrollar el campo Trion, así como el consorcio con Chevron e Inpex para el bloque 3 Norte, ambos de aguas profundas.

- El 2 de mayo de 2017 se firmó con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”) el contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras de los campos de Ek-Balam en la Sonda de Campeche.
- El 30 de mayo de 2017, se obtuvo la aprobación de la CNH para la asignación de una nueva área correspondiente al área de Chachiquin y de la porción al sur de Nobilis al sur de la frontera marítima con los Estados Unidos en aguas profundas del Golfo de México.
- Asimismo, el 19 de junio de 2017 Pemex Exploración y Producción resultó ganador en la Ronda 2.1 en la licitación para desarrollar dos campos en aguas someras con las petroleras Dea Deutsche Erdoel Ag (DEA) Ecopetrol Global Energy, S. L. U. (Ecopetrol). El 25 de septiembre de 2017 Pemex Exploración y Producción firmó los Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras con DEA y Ecopetrol.
- El 4 de octubre de 2017 se concretaron 2 farm-outs para optimizar la explotación de campos terrestres con Cheiron Holdings Limited y DEA.
- El 3 de noviembre de 2017, Petróleos Mexicanos dio a conocer el descubrimiento del mayor yacimiento de gas y petróleo crudo ligero en campos terrestres en los últimos 15 años. Este yacimiento, Ixachi, se localiza en el estado de Veracruz, cerca de infraestructura existente. Se estima que el volumen original de este campo es de más de 1,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce), lo que podría representar reservas totales de alrededor de 350 millones de bpce.
- El 18 de diciembre de 2017, Petróleos Mexicanos y Petrofac México, S.A. de C.V., firmaron con la CNH el contrato de exploración y extracción de los campos terrestres Santuario y el Golpe, localizados en el estado de Tabasco.
- Pemex Transformación Industrial trabajó en la asociación con empresas que le suministren servicios auxiliares y la reconfiguración de algunas refinerías. El 23 de febrero de 2017, se suscribió un acuerdo de servicios auxiliares con Air Liquide México, S. de R. L. de C. V. para asegurar y eficientar el suministro de hidrógeno en la Refinería Miguel Hidalgo, en Tula, Hidalgo.
- En el mes de septiembre de 2017, se inició el proceso para seleccionar socios en los proyectos de suministro de hidrógeno en las refinerías Ing. Héctor R. Lara Sosa de Cadereyta, Nuevo León y Francisco I. Madero de Ciudad Madero, Tamaulipas.
- Pemex Logística, por su parte, ha estado preparándose para ser una empresa rentable que ofrezca servicios competitivos a múltiples clientes. El 2 de mayo de 2017, se dio a conocer el resultado de la primera Temporada Abierta de Pemex Logística, por lo que el 18 de julio de 2017 se firmaron contratos con la empresa Tesoro para rentarle capacidad de transporte por ductos y almacenamiento de petrolíferos en el noroeste del país. El 18 de diciembre de 2017, la Comisión Reguladora de Energía aprobó la segunda fase de la Temporada Abierta.
- El plan de negocios de PEMEX también plantea otros objetivos como aumentar la rentabilidad de Pemex Fertilizantes, Pemex Etileno y Pemex Perforación y Servicios a través de contratos de servicios y asociaciones para la modernización de sus instalaciones. El 6 de julio de 2017, Pemex Etileno concluyó con éxito la subasta electrónica para adjudicar volúmenes de óxido de etileno, colocando el 100% del volumen disponible a un precio de mercado de equilibrio entre la oferta y la demanda, superior al histórico.
- Plan para 2018: Las acciones para 2018, establecen una serie de objetivos que PEMEX espera lograr a través de las acciones en sus Entidades Subsidiarias, como se explica a continuación:

- El 31 de enero de 2018, Petróleos Mexicanos participó exitosamente en la Cuarta Convocatoria de la Ronda 2 de las licitaciones de la CNH, logrando la adjudicación de cuatro de los bloques licitados correspondientes a aguas profundas del Golfo de México: dos en asociación y dos de manera individual. El consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción y Shell Exploración y Extracción de México logró adjudicarse el bloque 2 del área de Perdido. Asimismo, el consorcio de Pemex Exploración y Producción con Chevron Energía de México e Inpex E&P México ganó el área 22 de la provincia Cuenca Salina. De manera individual, Pemex obtuvo la adjudicación de los bloques 5 de la zona de Perdido, así como el área 18 de la provincia Cordilleras Mexicanas.

El 27 de marzo de 2018, Petróleos Mexicanos participó exitosamente en la Primera Convocatoria de la Ronda 3 de las licitaciones de la CNH, logrando la adjudicación de siete áreas contractuales en aguas someras, seis de ellas en consorcio y una de manera individual. Pemex Exploración y Producción ganó cuatro bloques en las Cuencas del Sureste: dos en consorcio con la francesa Total, uno con la anglo-holandesa Shell y uno de manera individual y obtuvo además tres bloques correspondientes a la provincia Tampico-Misantla-Veracruz: dos en asociación con la Compañía Española de Petróleo (CEPSA) y DEA y una más en sociedad con CEPSA.

La firma de todos estos contratos contribuirá a incrementar las reservas y producción de hidrocarburos con los respectivos beneficios económicos.

- Pemex Exploración y Producción estará enfocando su actividad a mantener los niveles de producción y continuará con el desarrollo de farm-outs y asociaciones con el objetivo de incrementar su operación y, eventualmente, la producción de hidrocarburos en el mediano plazo. Se tiene programado acelerar la migración de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) y Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) a Contratos para la Exploración y Extracción (CEE) y continuar con las actividades de rehabilitación y reincorporación de pozos con posibilidades de explotación. En 2018 Pemex Exploración y Producción continuará impulsando acciones que permitan eficientar los procesos y optimizar los costos.
- Con la finalidad de continuar aprovechando los beneficios de la reforma energética y confirmar la sustentabilidad económica de la empresa, en el 2018 y en los próximos años, Pemex Exploración y Producción estará centrando sus esfuerzos en las siguientes estrategias: 1) establecer un modelo de exploración que permita alcanzar el objetivo de incorporación de reservas 3P; 2) desarrollar el plan maestro para el desarrollo de lutitas; 3) contener y revertir la declinación de la producción a través de reactivar y mantener la producción de pozos cerrados mediante servicios integrales; 4) continuar con los farm-outs para desarrollar campos complejos y apalancar recursos de terceros; 5) establecer esquemas para captar inversión adicional; 6) incrementar los ingresos por la comercialización de los hidrocarburos; 7) reforzar la eficiencia operativa y el control de costos.
- Pemex Transformación Industrial continúa trabajando en 2018 en la reconfiguración de algunas refinerías y en la contratación de servicios auxiliares y está enfocando sus esfuerzos en las siguientes estrategias: mantener las instalaciones seguras y confiables, mejorar el balance financiero, sostener una participación de mercado superior al 65% y eliminar deudas, todo lo cual contribuirá a mejorar su margen de refinación.

Algunas otras acciones que PEMEX continúa desarrollando para mejorar sus resultados y situación financieras son:

- Plan de Ajuste Presupuestal 2016. Durante 2017, PEMEX desarrolló acciones descritas en su "Plan de Ajuste Presupuestal 2016", para reducir sus gastos, tal y como fue considerado en el Plan de Negocios 2017-2021.

- Reforma al plan de pensiones: a partir del 1 de enero de 2016, las nuevas contrataciones de empleados se realizan bajo un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida, en el cual tanto PEMEX como los empleados contribuyen a la cuenta individual de ahorro para el retiro, en contraste con el plan de beneficio definido, en el cual sólo PEMEX contribuye. En el mes de agosto de 2017, PEMEX comenzó el programa para invitar a los empleados actuales a migrar del plan de beneficio definido al de contribución definida, en el que PEMEX frena el crecimiento por el costo por beneficios a empleados y de su pasivo por este concepto.
- Venta de activos: Una estrategia importante es centrar el esfuerzo de la empresa a aquellas actividades consideradas como las más rentables, lo que ha llevado a PEMEX a evaluar la enajenación de activos no estratégicos, y con ello obtener recursos financieros para el desarrollo de proyectos, como es el siguiente caso:

El 5 de octubre de 2017, se autorizó la desinversión de la participación de Pemex Transformación Industrial en el proyecto Ramones II Norte (50% de la participación social de Pemex Transformación Industrial en la empresa Ductos y Energéticos del Norte, S. de R. L. de C. V. y la participación indirecta de Pemex Transformación Industrial en el 5% de TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V.). El 10 de noviembre de 2017, la Comisión Federal de Competencia Económica autorizó la desinversión en Ductos y Energéticos del Norte, S. de R. L. de C. V., operación que se cerró el 16 de noviembre de 2017; mientras que la desinversión del 5% de participación en TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V., se espera concluir en el primer semestre de 2018.

- Reducción de financiamiento: PEMEX disminuyó su endeudamiento neto durante 2017, de un total de \$ 231,618,067 en 2016, a \$ 72,412,672 en 2017. Asimismo, se desarrollaron operaciones de manejo de pasivos de acuerdo a las condiciones del mercado para mejorar el perfil de la deuda, tanto en plazos como en tasas de interés como se describe en la nota 15 a estos estados financieros. La positiva respuesta de los mercados a la estrategia financiera de PEMEX dio como resultado que las agencias calificadoras Standard & Poors y Fitch modificaran su perspectiva de riesgo crediticio y deuda de la empresa de negativa a estable. En la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2018, se autoriza para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$ 30,000,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta US\$ 6,182,800. Adicionalmente, se siguen evaluando oportunidades de manejo de pasivos de acuerdo a las condiciones del mercado. Cabe señalar que al 31 de diciembre de 2017, PEMEX cuenta con cinco líneas de crédito sindicadas para administración de su liquidez por un total de U.S.\$ 6,700,000 y \$ 23,500,000.
- Presupuesto 2018: El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el 14 de julio de 2017 el Proyecto de Presupuesto Consolidado de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias ("Proyecto de Presupuesto Pemex"), mismo que fue sometido a consideración de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y, posteriormente, del Congreso de la Unión.

Estas instancias modificaron dicho Proyecto de Presupuesto Pemex, lo que derivó en la autorización del Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2018 (PEF 2018) por el Congreso de la Unión el 9 de noviembre de 2017, mismo que fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de ese mismo año, el cual consideró un monto de gasto programable de \$ 391,946,000 que representa un 1.7% de incremento en comparación con el presupuesto modificado autorizado al cierre de 2017 de \$ 385,211,257.

- Los cambios estructurales implícitos en la Reforma Energética y las acciones que ha tomado la administración de PEMEX, buscan asegurar la continuidad operativa a través de la reducción de costos y de la obtención de mayores ingresos netos al operar con una mayor eficiencia.

- En 2017, PEMEX implementó un programa de coberturas petroleras, con el objetivo de contar con una protección parcial de sus flujos de efectivo ante caídas del precio de la mezcla mexicana de exportación.

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

PEMEX preparó sus estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, bajo la hipótesis de negocio en marcha. Existen condiciones que pudieran generar cierta incertidumbre importante y dudas significativas para continuar operando normalmente, tales como pérdidas netas recurrentes, capital de trabajo y patrimonio negativos. Estos estados financieros no contienen los ajustes requeridos en caso de no haber sido preparados sobre la base de negocio en marcha.

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

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

- i. El entorno económico primario en que opera PEMEX es México, siendo el peso mexicano la moneda de curso legal.
- ii. Petróleos Mexicanos y sus Empresas Subsidiarias cuentan con autonomía presupuestaria, y se sujetan sólo al balance financiero (diferencia entre los ingresos y el gasto neto total, incluyendo el costo financiero de la deuda pública del Gobierno Federal y de las entidades de control directo) y al techo de gasto de servicios personales que, a propuesta de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) apruebe el Congreso de la Unión, en pesos mexicanos.
- iii. La provisión por beneficios a los empleados representa aproximadamente el 35% y 34% de los pasivos totales de PEMEX al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente. Esta provisión es calculada, denominada y liquidable en pesos mexicanos.
- iv. Los flujos de efectivo para liquidar los gastos generales, los impuestos y derechos, son realizados en pesos mexicanos.

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

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

d. Conversión de estados financieros consolidados de operaciones extranjeras

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

e. Definición de términos

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

3. Resumen de políticas de contabilidad significativas

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

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

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

- Nota 3-e Instrumentos financieros - determinación de valores razonables
- Nota 3-h Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo; método de esfuerzos exitosos - determinación de viabilidad económica para capitalizar activos
- Nota 3-j Deterioro en el valor de los activos no financieros - estimación de flujos de efectivo y determinación de tasas de descuento
- Nota 3-l Provisiones - provisión de pasivos ambientales y retiro de activos
- Nota 3-m Beneficios a empleados - supuestos e hipótesis actuariales
- Nota 3-n Impuestos y derechos sobre la utilidad - evaluación de la recuperabilidad de activos por impuestos a la utilidad diferidos
- Nota 3-p Contingencias - evaluación de la probabilidad de la existencia

Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones y suposiciones.

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

a. Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen los de Petróleos Mexicanos, los de las Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias. Los saldos de las empresas que se consolidan, los ingresos y gastos, así como las utilidades y pérdidas no realizadas resultantes de las operaciones entre ellas, han sido eliminados en la preparación de los estados financieros consolidados de conformidad con la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" (NIIF 10).

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

Inversión en subsidiarias

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

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

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

La información de las Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias se presenta en la Nota 4. Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias.

Inversiones en asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

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

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

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

La información de inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras se presenta en la Nota 11.

Participación no controladora

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

Los cambios en la participación de PEMEX en una subsidiaria que no dan lugar a que PEMEX pierda el control sobre dicha subsidiaria, se contabilizan como transacciones de patrimonio. Los valores en libros de las participaciones de PEMEX y las participaciones no controladoras se ajustan para reflejar los cambios en participación relativos a las subsidiarias.

Distribución de dividendos en efectivo y en activos distintos al efectivo

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

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

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

b. Combinación de negocios y plusvalía

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

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

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

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

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

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

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

c. Transacciones en moneda extranjera

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

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

d. Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

e. Instrumentos financieros

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

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados

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

Activos financieros disponibles para la venta

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

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

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

Préstamos y partidas por cobrar

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

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

Instrumentos financieros derivados

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

Derivados implícitos

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

Deterioro de activos financieros

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

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

- Deterioro de activos financieros a costo amortizado

La pérdida por deterioro de los activos financieros llevados a costo amortizado se medirá como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados (excluyendo las pérdidas crediticias futuras que no se haya incurrido), descontados con la tasa de interés original del activo financiero. El importe de la pérdida se reconocerá en el resultado del período.

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

- Deterioro de activos financieros clasificados como disponibles para la venta

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

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

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

f. Efectivo y equivalentes de efectivo

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

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

g. Inventarios y costo de lo vendido

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

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

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

h. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

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

Se utiliza el método de esfuerzos exitosos para las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 "Exploración y Evaluación de Recursos Minerales" ("NIIF 6"), en relación con el reconocimiento de activos de exploración y perforación. Los costos de pozos de desarrollo, planta y equipo relacionados y las propiedades dedicadas a la explotación de petróleo crudo y gas se contabilizan como parte del costo de los activos. Los costos de pozos exploratorios en áreas que aún no han sido designadas como reservas probadas se contabilizan como activos intangibles hasta que se determine si resultan comercialmente viables para capitalizarse como activos fijos y, en caso contrario, se cargan a los gastos de exploración. Otros egresos por exploración se cargan a los gastos de exploración, al incurrirse.

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

El costo por financiamiento de proyectos que requieren grandes inversiones, y el incurrido por financiamientos, 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 del resultado integral 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, cuando aplique, también incluye el costo de taponamiento y remoción.

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

Los costos de mantenimiento mayor, así como los de reemplazo de partes significativas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, se capitalizan en los casos en que es posible que los beneficios económicos futuros incorporados fluyan a PEMEX y su costo pueda ser medido de forma fiable. Los desembolsos por mantenimiento, reparaciones y renovaciones recurrentes efectuadas para mantener las instalaciones en estado operativo normal se cargan a los resultados del 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 deprecián durante su vida útil estimada, utilizando el método de línea recta, a partir de que los activos se encuentran disponibles para su uso, o en el caso de obras en construcción, desde la fecha en que el activo está terminado y listo para su operación.

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

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

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

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

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

i. Reservas de hidrocarburos

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

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

j. Deterioro en el valor de los activos no financieros

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

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

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

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

Las pérdidas por deterioro y su reversión se reconocen en los resultados del año, en los renglones de costos y gastos en los que se reconoce su depreciación o amortización. En ningún caso se permite presentar las pérdidas por deterioro como parte de los costos y gastos que han sido capitalizados en el valor de algún activo. Las pérdidas por deterioro asociadas a los inventarios se registran como parte del costo de ventas. Las pérdidas por deterioro de inversiones en asociadas, negocios conjuntos y otras inversiones permanentes se reconocen en el rubro denominado participación en los resultados de compañías asociadas.

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

k. Arrendamientos

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

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

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

l. Provisiones

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

Pasivos ambientales

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

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

Retiro de activos

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

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, de gas y petroquímicos, no son 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 período. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su valor presente (descontado). No se consideran valores de rescate debido a que éstos tradicionalmente no han existido.

m. Beneficios a empleados

Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias utilizan un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida y un plan de pensiones por beneficios definidos. Hasta el 31 de diciembre de 2015, PEMEX sólo utilizaba el plan de pensiones por beneficios definidos.

Plan de contribución definida

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

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

Plan de beneficios definidos

El plan de pensiones por beneficios definidos requiere que Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias aporten a un fondo administrado por separado. El costo de la prestación de beneficios bajo el plan de beneficios definidos se determina utilizando el método de valuación de crédito unitario proyectado. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en otras partidas del resultado integral en el momento en que se determinan.

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

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

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

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

n. Impuesto a la utilidad y derechos

Impuesto causado a la utilidad

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

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

Impuesto a la utilidad diferido

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

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

- cuando el pasivo por impuesto diferido surja del reconocimiento inicial de la plusvalía, o de un activo o pasivo derivado de una transacción que no constituya una combinación de negocios y que, al momento de la transacción, no afecte ni la utilidad contable ni la utilidad o pérdida fiscal; y
- por las diferencias temporales gravables relacionadas con las inversiones en subsidiarias, asociadas y participaciones en negocios conjuntos, cuando la tenedora, el inversionista, negociador conjunto u operador conjunto pueda controlar el momento de reversión de las diferencias temporales y sea probable que dichas diferencias temporales no se reviertan en un futuro cercano.

Los activos por impuesto a la utilidad diferido se reconocen por todas las diferencias temporales deducibles y por los créditos fiscales no utilizados y las pérdidas fiscales no amortizadas, en la medida en que sea probable que haya utilidades fiscales futuras contra las cuales se puedan utilizar las diferencias temporales deducibles y aplicar los créditos fiscales no utilizados y amortizar las pérdidas fiscales no utilizadas, excepto:

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

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

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

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

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

Impuestos y derechos sobre la utilidad

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

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

o. Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)

El IEPS retenido a los clientes es un impuesto sobre las ventas nacionales de gasolina, diésel y combustibles fósiles. Las cuotas aplicables dependen, entre otros factores, del producto, del precio productor, de los fletes, de las comisiones y de la región en que se vende cada producto. La retención de este impuesto no afecta los resultados de PEMEX.

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, petroquímicos y cualquier otro producto proveniente de los hidrocarburos, a los clientes que los adquieren, lo cual ocurre como sigue:

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

Los ingresos por servicios se reconocen conforme se prestan y cuando los clientes aceptan que han recibido el servicio.

r. Presentación del Estado Consolidado del Resultado Integral

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

Costo de lo vendido

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

Otros ingresos (gastos), neto

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

Gastos de distribución, transportación y venta

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

Gastos de administración

Representa los gastos incurridos en las áreas que brindan apoyo administrativo a la empresa.

Ingreso financiero

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

Costo financiero

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

(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto

Representa el efecto neto de las pérdidas y ganancias del período provenientes de los IFD.

(Pérdida) rendimiento en cambios, neto

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

s. Segmentos operativos

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

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

Activos no circulantes mantenidos para la venta

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

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

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

Activos no circulantes mantenidos para distribuir a propietarios

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

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

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

Operaciones discontinuas

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

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

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

u. Cambios Contables

El IASB emitió enmiendas a las NIIF, las cuales son aplicables a partir del 1 de enero de 2017 y se mencionan a continuación:

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

Para aclarar la diversidad de prácticas en el reconocimiento de un activo por impuesto diferido originado por un instrumento de deuda medido a valor razonable, el IASB publicó modificaciones a la NIC 12, las cuales incluyen algunos párrafos aclaratorios y un ejemplo ilustrativo.

Las modificaciones aclaran los siguientes aspectos:

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

El valor en libros de un activo no limita la estimación de los probables beneficios fiscales futuros.

Las estimaciones de beneficios fiscales futuros excluyen las deducciones fiscales resultantes de la reversión de las diferencias temporales deducibles.

Una entidad evalúa un activo por impuesto diferido en combinación con otros activos por impuestos diferidos. Cuando la legislación fiscal restringe la utilización de pérdidas fiscales, la entidad podría valorar un activo por impuesto diferido en combinación con otros activos por impuestos diferidos del mismo tipo.

Las modificaciones son retrospectivas y efectivas para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017.

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

- Modificaciones a la NIC 7 “Estados de Flujo de Efectivo” (“NIC 7”).

El IASB, publicó modificaciones a la NIC 7. Las modificaciones tienen por objeto mejorar la información proporcionada a los usuarios de los estados financieros sobre las actividades financieras de una entidad.

Cambios

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

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

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

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

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

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

Las revelaciones requeridas por la NIC 7 se incluyen en la Nota 15 a los estados financieros consolidados.

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

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

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

Las mejoras a la NIIF 12 no tuvieron impacto en estos estados financieros consolidados.

v. Normas Internacionales de Información Financiera, aún no vigentes

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

Normas aplicables a partir de 2018:

a. NIIF 15 Ingresos Procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15 Ingresos Procedentes de Contratos con Clientes (NIIF 15) establece un marco conceptual completo para determinar cuándo y en qué monto deben reconocerse los ingresos procedentes de contratos con clientes. Esta Norma reemplaza las guías de reconocimiento de ingresos existentes, incluyendo las Normas NIC 18 Ingresos de Actividades Ordinarias, NIC 11 Contratos de Construcción, CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes y CINIIF 15 Acuerdos para la construcción de inmuebles.

PEMEX adoptará la NIIF 15 usando el método de transición retrospectivo modificado. De acuerdo con este método, se reconocería el ajuste de adopción de la norma al 1 de enero de 2018, como un efecto acumulado en los resultados acumulados u otro componente del patrimonio, según aplique. Para la determinación del ajuste de adopción, se utilizó el expediente práctico en el cual se aplican las guías de NIIF 15 sólo a contratos que no hayan sido completados al 31 de diciembre de 2017. Un contrato no completado es un contrato en el cual la entidad no ha transferido todos los bienes o servicios acordados. Para los contratos que hayan sido completados antes del 31 de diciembre de 2017 y que a esa fecha no esté todo el ingreso reconocido, se seguirán aplicando las políticas contables actuales bajo NIC 18 durante 2018 sobre el ingreso pendiente de reconocer. Para los contratos que entren en efecto a partir del 1 de enero de 2018, su reconocimiento de ingresos se hará de conformidad con los lineamientos de la NIIF 15.

Al 31 de diciembre de 2017 no se identificaron contratos no completados significativos, por lo que no se espera un impacto en el efecto de adopción inicial de la norma. Sin embargo, habrá cambios importantes en políticas contables para contratos emitidos a partir del 1 de enero de 2018.

Como parte de la implementación se han identificado, evaluado y documentado los diferentes tipos de ingresos procedentes de contratos con clientes, así como los principales cambios en políticas contables que se verán reflejadas a partir del 1 de enero de 2018 sobre los nuevos contratos. Los principales cambios en políticas contables serían los siguientes:

i. Ventas de productos con otros servicios:

La venta de productos incluye la venta de petróleo, productos refinados, gas, derivados petroquímicos, fertilizantes y otros. Hasta el 31 de diciembre de 2017, al vender y facturar productos se reconocían contablemente de forma separada fletes y otros servicios (ej. capacidad, transporte, manejo de turbosina, etc.). Con la NIIF 15, la unidad contable para el reconocimiento de ingreso es la obligación de desempeño, y al hacer la evaluación en cada contrato sobre cuáles promesas de bienes y servicios cumplen con la definición de obligación de desempeño separable se ha encontrado que algunos servicios que se reconocen de forma separada se tendrían que presentar como una sola obligación de desempeño junto con la venta del producto.

Bajo la NIIF 15, cuando los servicios como fletes, manejo de turbosina, transporte, y la capacidad contratada por Pemex se realizan antes de que se transfiera el control del producto, no se considerarían una obligación de desempeño separable y por lo tanto formarían parte de la obligación de desempeño de la venta del producto, esto significará un cambio en la presentación de los Ingresos por venta de producto y servicios en el estado de resultados.

ii. Prestación de servicios:

La prestación de servicios incluye el servicio de transporte, almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos, petroquímicos, productos refinados, gas, derivados petroquímicos y otros.

Actualmente, los servicios de renta de equipo y algunos servicios de transporte se presentan dentro de los Ingresos por servicios en el estado de resultados. Para muchos de los casos de servicios con componentes de arrendamientos, Pemex determinó que se trataba de arrendamientos operativos menores a un año. El ingreso correspondiente al componente de arrendamiento no se ha presentado separado del ingreso por servicios.

Bajo la NIIF 15, los componentes de arrendamientos no se pueden presentar en el mismo rubro de Ingresos en el que están los conceptos en el alcance de la NIIF 15. El cambio principal de política contable sería la separación de componentes de servicios y arrendamientos y la presentación separada de los mismos.

iii. Determinación del precio de la transacción:

Las devoluciones, descuentos, reclamaciones de cantidad y calidad (a favor o en contra) y penalizaciones (a clientes o a Pemex) por incumplimientos relacionados con la venta de ciertos productos actualmente se reconocen en el rubro de ingresos. Sin embargo, no se están realizando estimaciones al momento de reconocer el ingreso utilizando uno de los dos métodos de la NIIF 15. Se espera que el aplicar estas estimaciones pudiera cambiar la práctica actual y el monto del reconocimiento de ingresos al momento de la transferencia de control.

Bajo la NIIF 15, se reconocerán los ingresos considerando la estimación de contraprestaciones variables en la medida que sea altamente probable que no ocurra una reversión significativa en el importe de los ingresos acumulados. Como consecuencia, se establecerán mecanismos para estimar devoluciones, descuentos, reclamaciones de cantidad y calidad y penalizaciones en el momento en que se transfiere control del producto, considerando la limitación del ingreso.

Reconocimiento del ingreso

Actualmente se reconoce el ingreso, cuando se transfieren los riesgos y beneficios del producto, que ocurre en el momento en que el cliente recoge el producto en las instalaciones de Pemex o recibe el mismo en un punto de venta específico, y éste acepta los productos asumiendo los riesgos y beneficios relacionados con la transferencia de la propiedad.

Bajo la NIIF 15, los ingresos por la venta de productos se reconocen cuando se satisface la obligación contractual y se transmite el control de los productos al cliente. Se experimentarán cambios de reconocimiento de ingresos en la venta de gas y en la prestación de ciertos servicios de “un punto en el tiempo” a “a través del tiempo”. Sin embargo, no se espera un cambio importante ya que en algunos casos se aplicará el expediente práctico de “derecho de facturación” para la medición y reconocimiento del grado de avance.

b. NIIF 9 Instrumentos financieros - Clasificación y medición y deterioro (obligatorio para los períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2018).

En julio de 2014, el IASB finalizó la reforma de la contabilidad de instrumentos financieros y emitió la NIIF 9 (revisada en 2014), que contiene los requisitos para, a) la clasificación y medición de activos y pasivos financieros, b) metodología de deterioro, y c) generalidades sobre la contabilidad de coberturas. La NIIF 9 (revisada en 2014) reemplazará la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición a partir de su fecha de vigencia.

Estos requisitos deben aplicarse de forma retrospectiva y, según lo permitan las disposiciones transitorias de la NIIF 9, no es necesario que las compañías reemitan las cifras comparativas. Cualquier ajuste en los valores en libros de los activos y pasivos financieros a la fecha de transición se reconoce afectando los saldos de resultados acumulados en el periodo inicial de apertura.

El criterio de clasificación depende de una combinación de dos factores importantes:

- a) definición de modelo de negocio, que se refiere a cómo una entidad administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo y

- b) las características de los flujos de efectivo, en el cual deben representarse “Solamente por Pagos de Principal e Intereses” (SPPI). Una vez cumplidos estos factores, el activo se puede medir de la siguiente manera:
- Costo amortizado: Instrumentos Financieros bajo un modelo de negocio cuyo objetivo constituye únicamente el cobro de flujos de efectivo contractuales los cuales se componen de pagos de principal e intereses y donde no existen ventas significativas injustificadas y el valor razonable no es un factor clave en la gestión de estos activos financieros y las características de flujos de efectivo representan sustancialmente un “acuerdo básico de préstamo” o SPPI. Las ventas injustificadas son diferentes de las ventas relacionadas con un aumento en el riesgo de crédito del activo o necesidades de financiamiento no previstas.
 - Valor razonable con cambios a través de otros resultados integrales (“FVOCI” por sus siglas en inglés): Instrumentos Financieros mantenidos en un modelo de negocio cuyo objetivo es la obtención de flujos de efectivo y la venta de esos activos, donde el valor razonable es un factor clave en su gestión. Además, las características de los flujos de efectivo contractuales representan sustancialmente un “acuerdo básico de préstamo”.
 - Valor razonable con cambios reconocidos a través de resultados (“FVTPL” por sus siglas en inglés): Instrumentos financieros mantenidos en un modelo de negocio cuyo objetivo no se obtiene a través de los modelos antes mencionados, donde el valor razonable es un factor clave en la gestión de estos activos, y los instrumentos financieros cuyas características contractuales de flujo de efectivo no representan sustancialmente un “acuerdo básico de préstamo”.

Los requerimientos de la NIIF 9 relacionados con Deterioro de Activos Financieros reemplazan el modelo de deterioro de NIC 39 denominado “modelo de pérdida incurrida” por un modelo de deterioro denominado de “pérdida crediticia esperada”. Este modelo de deterioro de “pérdida crediticia esperada” será aplicable a los Activos Financieros que no son medidos a FVTPL.

La pérdida crediticia esperada que se deberá reconocer a efectos del deterioro bajo NIIF 9 será equivalente a una reserva de 12 meses, salvo cuando el instrumento financiero presente un “incremento significativo de riesgo de crédito” o presente evidencia objetiva de deterioro teniéndose que reconocer una reserva equivalente a la vida remanente de dicho instrumento financiero. Lo anterior en base a la definición de enfoque general que presenta la NIIF 9.

NIIF 9 Estrategia de implementación y gobierno

PEMEX ha establecido un flujo de trabajo multidisciplinario con el objetivo de adaptar sus procesos a la nueva norma en relación con clasificación y medición de Instrumentos Financieros y estimación del deterioro del riesgo de crédito, asegurando que estos procesos se hayan aplicado y adoptado de acuerdo con la NIIF 9.

Con respecto a la clasificación y medición, PEMEX llevó a cabo un análisis de sus activos financieros con el objetivo de identificar aquellos que podrían desencadenar un cambio en la metodología contable, debido a la definición del modelo de negocio y el incumplimiento de los requisitos de prueba de SPPI.

NIIF 9 Análisis de implementación

PEMEX ha definido como la fecha de adopción inicial de la NIIF 9 “Instrumentos financieros” el 1 de enero de 2018, en la fecha de la aplicación inicial y según la disposición transitoria conforme a la NIIF 9, PEMEX no re-emitará los períodos anteriores con fines comparativos y cualquier diferencia que pudiera surgir como resultado de la adopción de la NIIF 9 entre el valor en libros anteriores y el valor en libros al comienzo del período anual sobre el que se informa, se reconocerá en resultados acumulados sobre el periodo inicial de apertura.

Como resultado de la estrategia de implementación hacia la adopción de la NIIF 9 y basado en el cumplimiento de los requisitos de Clasificación y Medición, PEMEX ha concluido que la mayoría de sus activos financieros seguirán reconociéndose en la categoría actual de la siguiente manera:

<u>Activos</u>	<u>NIC 39 Categoría</u>	<u>NIIF 9 Categoría</u>	<u>Cambio</u>
Efectivo y equivalente de efectivo	FVTPL	FVTPL	No
Activos financieros disponibles para la venta	FVOCI	FVOCI	No
Instrumentos financieros derivados	FVTPL	FVTPL	No
Cuentas por cobrar a largo plazo, neto	Costo Amortizado	Costo Amortizado	No

En general, los instrumentos de capital o de deuda clasificados como activos financieros disponibles para la venta se seguirán midiendo en FVOCI.

Por lo que respecta a los pasivos financieros, los criterios actuales de clasificación y medición bajo la NIC 39 se han trasladado a la NIIF 9, incluyendo el criterio para usar la opción de valor razonable. El único cambio que contempla la NIIF 9 en relación con los pasivos financieros está relacionado con los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados. Los cambios en el valor razonable de tales pasivos financieros atribuibles a los cambios en el propio riesgo de crédito de la entidad se presentarán en otros resultados integrales en lugar de en los resultados del período.

Adicionalmente, también como resultado de la estrategia de implementación hacia la adopción de la NIIF 9 y basado en el cumplimiento de los requisitos de deterioro, PEMEX ha concluido que los activos financieros más afectados por la estimación del deterioro bajo el modelo de pérdidas crediticias esperadas serán sus cuentas por cobrar, por otro lado en relación con los pagarés a largo plazo de los cuales PEMEX es tenedor y que emitidos por el Gobierno Federal, se realizará la evaluación del posible deterioro inmerso en los pagarés utilizando el método general de cálculo de deterioro contemplado bajo la NIIF 9.

PEMEX considera que es probable que las pérdidas por deterioro aumenten y puedan presentar más volatilidad para los instrumentos bajo la nueva metodología de pérdidas crediticias esperadas de la NIIF 9. También considera que la mayoría de sus cuentas por cobrar son de corto plazo sin un componente financiero significativo y, en virtud de ello, se aplicará el enfoque simplificado habilitado por la NIIF 9 para dichos instrumentos.

La evaluación preliminar de PEMEX indica que la aplicación de los requisitos de deterioro de la NIIF 9 al 31 de diciembre de 2017 impactarán las reservas de cuentas por cobrar al 1 de enero del año 2018. Se estima que el impacto represente entre un 39.0% y un 51.1% de aumento en la creación de reservas de cuentas por cobrar en comparación con las pérdidas por deterioro incurridas según NIC 39.

Contabilidad de coberturas

PEMEX, como parte de la adopción inicial, seleccionó como política contable, seguir aplicando los requerimientos de la contabilidad de coberturas de la Norma NIC 39, en lugar de los incluidos en la Norma NIIF 9. No obstante, PEMEX utiliza IFD, para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera, tasa de interés y precio de sus productos. Pero dichos contratos no se contabilizan como coberturas designadas. Los IFD son reconocidos inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra un contrato de derivados y después del reconocimiento inicial se miden nuevamente a valor razonable.

c. Interpretación CINIIF 22 Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas (“CINIIF 22”)

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

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

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

El CINIIF concluyó que:

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

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

PEMEX estima que la adopción de esta norma no tendrá un impacto en los estados financieros consolidados.

Normas aplicables a partir de 2019:

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

Los principales cambios con relación a la norma anterior son:

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

Esta norma es aplicable para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, con aplicación anticipada permitida para las entidades que también han adoptado la NIIF 15.

PEMEX ha establecido un grupo de trabajo multidisciplinario para la adopción de la NIIF 16. El plan de trabajo de PEMEX considera las siguientes fases: (i) capacitación, (ii) obtención de información, (iii) diagnóstico, (iv) determinación de ajustes iniciales e (v) integración del cambio. PEMEX está en proceso de analizar los contratos de arrendamiento para determinar los cambios necesarios a sus procedimientos e informes y posteriormente evaluar el impacto que esta nueva norma tendrá en sus estados financieros, se estima concluir su implementación en febrero de 2019.

b) Interpretación CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de los impuestos a la utilidad ("CINIIF 23")

En junio de 2017, el IASB emitió la CINIIF 23 que aplica a la determinación de la ganancia o pérdida fiscal, bases tributarias, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas de impuestos, cuando haya incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto bajo la NIC 12.

Una entidad debe considerar si es probable que la autoridad fiscal acepte cada tratamiento fiscal o grupo de tratamientos fiscales que utiliza o planea utilizar en la determinación del impuesto a las ganancias:

- Si la entidad concluye que es probable que sea aceptado un tratamiento fiscal, la entidad tiene que determinar la ganancia o pérdida fiscal, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas de impuestos consistentemente con el tratamiento fiscal incluido en la declaración de impuestos.
- Si la entidad concluye que no es probable que sea aceptado un tratamiento fiscal en particular, la entidad tiene que usar el monto más probable o el mejor valor esperado del tratamiento fiscal al determinar la ganancia o pérdida fiscal, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas de impuestos. La decisión debe ser basada en el método que proporcione la mejor predicción para resolver la incertidumbre.

La CINIIF 23 es efectiva para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada. PEMEX no prevé tener impacto de la CINIIF 23, porque todas las posiciones fiscales son discutidas y acordadas con la SHCP antes de la publicación de los estados financieros trimestrales o anuales.

c) Mejoras Anuales a las NIIF del Ciclo 2015-2017

En diciembre de 2017, el IASB publicó "las Mejoras Anuales a las NIIF del Ciclo 2015-2017" a través de las cuales hace aclaraciones a las siguientes NIIF:

- NIIF 3 Combinación de Negocios y NIIF 11 Acuerdos Conjuntos.

Las mejoras a estas normas aclaran cómo una Entidad debe reconocer el incremento de su participación en una operación conjunta que cumpla con la definición de negocio, es decir:

- i. Cuando una Parte en un acuerdo conjunto obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, y tenía derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con esa operación conjunta antes de la fecha de adquisición, la transacción es una combinación de negocios realizada en etapas.

Por lo tanto, la entidad adquirente aplicará los requisitos para una combinación de negocios realizada en etapas, incluyendo volver a medir su participación previamente mantenida en la operación conjunta.

- ii. Una parte que participe, pero que no tenga el control conjunto de una operación conjunta, podría obtener el control conjunto de la operación conjunta en la cual la actividad de la operación conjunta constituye un negocio. En tales casos, participaciones previamente mantenidas en la operación conjunta no se vuelven a medir.

- NIC 12 Impuesto a las Ganancias

La mejora a esta norma aclara que los impuestos a las ganancias consecuencia de dividendos (incluidos los pagos en instrumentos financieros clasificados como patrimonio) se reconocen de manera consistente con las transacciones que generaron los beneficios distribuibles, es decir, en el estado de resultados, otro resultado integral o patrimonio.

- NIC 23 Costos por Préstamos

La mejora a esta norma aclara el tratamiento de los costos por préstamos susceptibles de capitalización, para lo cual establece que:

- En la medida en que los fondos de una entidad procedan de préstamos genéricos y los utilice para obtener un activo apto, la entidad determinará el importe de los costos susceptibles de capitalización aplicando una tasa de capitalización a los desembolsos efectuados en dicho activo. La tasa de capitalización será el promedio ponderado de los costos por préstamos aplicables a todos los préstamos recibidos por la entidad, que han estado vigentes en el periodo.
- Sin embargo, una entidad excluirá de este cálculo el costo de endeudamiento aplicable a los préstamos realizados específicamente con el fin de obtener un activo calificado hasta que se hayan completado sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta.

El importe de los costos por préstamos que una entidad capitaliza durante el periodo no excederá del total de costos por préstamos en que se ha incurrido durante ese mismo periodo.

Las mejoras son efectivas para los periodos anuales que inicien en o después de 1 de enero de 2019.

PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que estas mejoras tendrán en sus estados financieros.

w. Reclasificaciones

Debido a que en 2016 se tuvo una pérdida de influencia significativa en las compañías TAG Norte Holdings, S. de R.L. de C. V. y de TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V., los saldos de estas compañías que se presentaban anteriormente en inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras, se reclasificaron para 2017 a activos financieros disponible para la venta. Por lo anterior, y con el propósito de mejorar la presentación del estado consolidado de situación financiera, se realizaron las siguientes reclasificaciones:

	2016		
	Cifra reportada anteriormente	Reclasificación	Cifra reclasificada
Activos financieros disponibles para la venta	\$ 435,556	\$ 2,417,123	\$ 2,852,679
Total del activo circulante	355,398,800	2,417,123	357,815,923
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	23,154,632	(2,417,123)	20,737,509
Total del activo no circulante	1,974,487,224	(2,417,123)	1,972,070,101

Las reclasificaciones no tuvieron impacto en los activos totales.

Debido a que los ingresos de la compañía KOT Insurance Company, AG son originados por primas de reaseguro, estos serán presentados en el rubro de otros ingresos (gastos), neto. Por lo anterior y con el propósito de mejorar la presentación del estado consolidado del resultado integral se realizaron las siguientes reclasificaciones:

	2017		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Ingresos por servicios	\$ 14,427,081	\$ (5,452,439)	\$ 8,974,642
Total de ventas	1,079,545,671	(5,452,439)	1,074,093,232
Costo de lo vendido	867,580,634	(1,758,413)	865,822,221
Rendimiento (pérdida) bruto	543,279,380	(3,694,026)	539,585,354
Otros ingresos (gastos), neto	18,955,580	3,694,026	22,649,606

	2016		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Ingresos por servicios	\$ 12,912,112	\$ (4,602,077)	\$ 8,310,035
Total de ventas	1,166,362,469	(4,602,077)	1,161,760,392
Costo de lo vendido	895,068,904	(3,104,298)	891,964,606
Rendimiento (pérdida) bruto	(114,474,036)	(1,497,779)	(115,971,815)
Otros ingresos (gastos), neto	(2,373,266)	1,497,779	(875,487)

Las reclasificaciones no tuvieron impacto en los resultados de los ejercicios.

Con la finalidad de mejorar la presentación de los rubros de derechos sobre extracción de petróleo y otros, así como impuestos netos a la utilidad, se realiza la reclasificación del beneficio del año por Derechos a la Utilidad Compartida diferidos como se menciona a continuación:

	2016		
	<u>Cifra reportada anteriormente</u>	<u>Reclasificación</u>	<u>Cifra reclasificada</u>
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	\$ 304,813,375	\$ (27,651,571)	\$ 277,161,804
Impuestos netos a la utilidad	(40,291,940)	27,651,571	(12,640,369)

Las reclasificación no tuvo impacto en los resultado del ejercicio.

4. Entidades subsidiarias y compañías subsidiarias

Al 31 de diciembre de 2017, las Entidades Subsidiarias que se consolidaron son Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno.

Las Compañías Subsidiarias que se consolidaron son las siguientes:

- P.M.I. Marine, DAC. (PMI Mar) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV) ^{(i)(x)}
- P.M.I. Trading, Ltd. (PMI Trading) ⁽ⁱ⁾
- PEMEX Internacional España, S. A. (PMI SES) ^{(i)(viii)}
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S. L. (HPE) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Services North America, Inc. (PMI SUS) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings North America, Inc. (PMI HNA) ^{(i)(ix)}
- P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI CIM) ⁽ⁱ⁾⁽ⁱⁱ⁾

- PMI Field Management Resources, S. L. (FMR) ^{(i)(xi)}
- PMI Campos Maduros SANMA, S. de R. L. de C. V. (SANMA) ⁽ⁱ⁾
- Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. (AGRO)
- PMI Azufre Industrial, S. A. de C. V. (PMI AZIND) ⁽ⁱ⁾
- PMI Infraestructura de Desarrollo, S. A. de C. V. (PMI ID) ⁽ⁱ⁾
- PMI Cinturón Transoceánico Gas Natural, S. A. de C. V. (PMI CT) ⁽ⁱ⁾
- PMI Transoceánico Gas LP, S. A. de C. V. (PMI TG) ⁽ⁱ⁾
- PMI Servicios Portuarios Transoceánicos, S. A. de C. V. (PMI SP)
- PMI Midstream del Centro, S. A. de C. V. (PMI MC) ⁽ⁱ⁾
- PEMEX Procurement International, Inc. (PPI)
- Hijos de J. Barreras, S. A. (HJ BARRERAS) ⁽ⁱⁱ⁾
- PEMEX Finance, Ltd. (FIN) ⁽ⁱⁱⁱ⁾
- Mex Gas Internacional, S. L. (MGAS)
- Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S. A. de C. V. (PDII)
- Kot Insurance Company, AG. (KOT)
- PPQ Cadena Productiva, S.L. (PPQCP)
- III Servicios, S. A. de C. V. (III Servicios)
- PMI Ducto de Juárez, S. de R.L. de C.V. (PMI DJ) ⁽ⁱ⁾⁽ⁱⁱⁱ⁾
- PMX Cogeneración Internacional, S.L. (MG COG) ^{(iv)(vi)(xii)}
- PMX Cogeneración S.A.P.I. de C.V. (PMX COG) ^{(iv)(xii)}
- PMX Fertilizantes Holding, S.A de C.V. (PMX FH) ^(iv)
- PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V. (PMX FP) ^(iv)
- Grupo Fertinal (GP FER) ^(iv)
- Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. (COMESA) ^(v)
- P.M.I Trading Mexico, S.A. de C.V. (TRDMX) ^(vii)
- Holdings Holanda Services, B.V. (HHS) ^(x)

- i. Compañías Subsidiarias PMI.
- ii. Compañía con participación no controladora.
- iii. A partir de enero de 2016, esta compañía inició operaciones y fue incorporada a la consolidación.
- iv. A partir de junio de 2016, esta compañía inició operaciones y fue incorporada a la consolidación.
- v. A partir de julio de 2016, esta compañía es incorporada a la consolidación.
- vi. A partir de octubre de 2016, se modificó la razón social de Mex Gas Cogeneración S.L., a PMX Cogeneración Internacional, S.L.
- vii. A partir de enero de 2017, esta compañía es incorporada a la consolidación.
- viii. A partir de febrero de 2017, esta compañía se fusionó con HPE.
- ix. A partir de junio de 2017, esta compañía se fusionó con SUS.
- x. Derivado de la escisión de PMI HBV en octubre de 2017, se crea la compañía HHS y es incorporada a la consolidación.
- xi. Esta compañía fue liquidada en 2017.
- xii. A partir del mes de diciembre de 2017, estas compañías son consolidadas por MGAS, debido a la adquisición de sus acciones.

5. Segmentos de operación

El negocio principal de PEMEX es la exploración, producción de petróleo crudo y gas natural, así como la producción, proceso y distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. PEMEX definió, a partir de la incorporación de las nuevas Entidades Subsidiarias mencionadas en la Nota 1, nueve segmentos sujetos a informar: Exploración y Producción, Transformación Industrial, Cogeneración y Servicios, Perforación y Servicios, Logística, Etileno, Fertilizantes, Comercializadoras (definidas más adelante), Corporativo y 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:

- Exploración y Producción percibe ingresos de las ventas nacionales de petróleo crudo y gas natural y ventas de exportación de petróleo crudo, a través de algunas de las compañías Comercializadoras. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI CIM aproximadamente a 32 clientes principales en varios mercados en el extranjero. Aproximadamente la mitad del crudo de PEMEX se vende a Transformación Industrial.

- Transformación Industrial percibe ingresos derivados de las ventas de productos de petróleo refinado y sus derivados, la mayoría de las cuales se destinan a terceros y tienen lugar dentro del mercado nacional. Este mercado también suministra a la Comisión Federal de Electricidad ("CFE") una porción significativa de su producción de combustóleo y a Aeropuertos y Servicios Auxiliares, la turbosina. Los productos refinados más importantes son las gasolinas y el diésel.

Transformación Industrial también percibe ingresos de fuentes domésticas principalmente a través de la venta de gas natural, gas licuado de petróleo, naftas, butano y etano y de algunos otros petroquímicos como son los derivados del metano, los derivados del etano, los aromáticos y los derivados.

- Cogeneración y Servicios percibe ingresos por la cogeneración, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica; asimismo presta servicios técnicos y de administración asociados a dichas actividades. Esta compañía se encuentra en liquidación (Ver Nota 2b).
- Perforación y Servicios percibe ingresos por servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
- Logística percibe ingresos por el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, mediante estrategias de transporte por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.
- Etileno percibe ingresos procedentes de las ventas de productos de metano, etano y propileno. La mayoría de las ventas se realizan dentro del mercado nacional.
- Fertilizantes percibe ingresos de la venta de amoníaco y fertilizantes y sus derivados. La mayoría de las ventas se realizan dentro del mercado nacional.
- Comercializadoras se componen de PMI CIM, PMI NASA, PMI Trading y MGAS, las cuales comercializan: petróleo crudo, gas, productos petrolíferos y petroquímicos de exportación e importación de PEMEX.
- Corporativo y otras Compañías Subsidiarias operativas, se encargan de prestar servicios administrativos, financieros, de consultoría, logísticos, asesoría económica, fiscal, jurídica así como servicios de seguros a las entidades del grupo.

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

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2017	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercia lizadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Cilientes externos	\$ 762,637,362	\$ 857,456,146	\$ -	\$ -	\$ 70,671,871	\$ 4,123,006	\$ 12,621,648	\$ 508,539,112	\$ 3,159,238	\$ -	\$ 1,385,899,150
Interseguimientos	-	150,360,283	114,233	3,400,456	3,714,941	642,965	1,565,757	539,193,190	79,031,944	(1,607,618,061)	-
Ingresos por servicios	-	6,116,937	334,755	41,741	-	2,339	26,733	66,621	826,502	-	11,130,569
Deterioro (reversa) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	129,350,315	15,952,092	-	-	-	1,935,500	-	-	4,206,653	-	151,444,560
Costo de lo vendido	391,089,410	1,004,683,554	472,732	468,171	50,926,263	6,001,259	14,272,340	1,031,997,901	33,033,923	(1,528,740,673)	1,004,204,880
Rendimiento (pérdida) bruto	242,197,637	(6,702,280)	(23,744)	2,974,026	23,460,549	(3,168,449)	(58,202)	15,801,022	45,777,108	(78,877,388)	241,380,279
Otros ingresos (gastos), neto	10,204,045	1,515,538	2,646	(31,454)	(24,134,436)	9,013	23,030	307,212	(5,344,872)	22,623,354	5,174,076
Gastos de distribución, transpor- tación y venta	-	26,049,566	13,581	-	73,526	528,370	334,663	375,482	59,043	(5,544,561)	21,889,670
Gastos de administración	58,539,119	38,994,887	37,679	888,776	7,459,928	352,537	1,105,554	1,564,859	62,001,641	(51,005,526)	119,939,454
Rendimiento (pérdida) de operación	193,862,563	(70,231,195)	(72,358)	2,053,796	(8,207,341)	(4,040,343)	(1,475,389)	14,167,893	(21,628,448)	296,053	104,725,231
Ingreso financiero	121,293,404	11,427,907	147	57,313	1,622,827	2,248	46,113	905,405	145,907,795	(265,097,306)	16,165,853
Costo financiero	(136,378,338)	(2,398,643)	(19,882)	(795,947)	(2,307,427)	(211,004)	(1,964)	(1,328,827)	(239,003,771)	264,801,255	(117,644,548)
Rendimiento (costo) en instrumentos financieros derivados, neto	(1,613,874)	5,835	-	-	-	-	-	(772,143)	27,718,506	-	25,338,324
Rendimiento (pérdida) en cambios, neto	10,043,316	4,924,209	-	227,365	613,099	(20,925)	(10,486)	(4,318)	7,411,862	-	23,184,122
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos, derechos y otros	338,169,260	485,224	-	276,967	(7,444,967)	-	-	1,049,809	(212,666,494)	211,567,170	360,440
(Pérdida) rendimiento neto	(151,037,384)	(55,786,663)	(92,093)	1,265,560	(833,949)	(4,270,024)	(1,441,726)	12,045,101	(291,906,613)	211,567,172	(280,850,619)
Total de activo circulante	1,036,063,541	570,380,888	179,807	6,871,148	49,391,784	3,155,476	3,994,381	158,414,445	506,187,594	(1,971,112,774)	363,526,290
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	64,328	4	-	-	18,336	-	-	15,805,506	(465,026,224)	465,845,414	16,707,364
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	945,945,889	286,423,735	-	18,956,882	119,647,553	5,713,998	19,008,822	6,739,231	34,073,216	-	1,436,509,326
Total del activo	2,058,036,405	857,196,306	179,807	26,220,748	191,895,993	8,923,456	23,142,045	186,808,899	2,111,740,735	(3,332,142,280)	2,132,002,114
Total del pasivo circulante	284,656,058	459,130,165	531,580	2,201,936	44,521,371	6,455,246	2,183,654	112,046,527	1,439,097,882	(1,961,697,234)	389,127,185
Deuda a largo plazo	1,826,843,268	25,437,147	-	11,258,734	2,814,640	-	2,712,654	2,712,654	1,837,690,559	(1,826,091,398)	1,880,665,604
Beneficios a los empleados	372,032,958	588,573,518	-	333,212	1,842,892	98,361	105,033	(966,238)	296,416,386	-	1,258,436,122
Total del pasivo	2,570,412,998	1,077,108,748	531,580	13,886,474	56,706,251	6,556,050	2,308,890	116,842,881	3,587,988,972	(3,797,987,695)	3,634,354,499
Patrimonio (déficit), neto	(512,375,993)	(219,912,442)	(351,773)	12,334,324	135,189,742	2,367,406	20,833,155	69,966,018	(1,476,248,237)	465,845,415	(1,502,352,385)
Depreciación y amortización	127,742,568	17,935,112	-	2,368,123	4,562,140	422,930	1,688,493	(19,798)	2,004,945	-	156,704,513
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	32,794,386	52,538,989	-	39,697	(4,954)	(1,999)	(12,561)	16,166	22,703,351	-	108,073,075
Adquisiciones de activo fijo	67,845,989	14,678,182	-	418,283	5,189,409	219,152	475,196	321,145	4,832,461	-	93,979,817

(1) Esta Empresa Subsidiaria se encuentra en liquidación, sujeta a los lineamientos emitidos por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercio líquidos	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Cientes externos	\$ 616,380,615	\$ 648,088,013	\$ -	\$ -	\$ 68,316,958	\$ 3,873,403	\$ 15,392,552	\$ 395,118,117	\$ 2,646,505	\$ -	\$ 1,065,118,590
Ingresos por servicios (Reversa) de interior de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(271,709,433)	(52,498,881)	-	-	(5,829,520)	1,908	60,141	405,293,283	50,683,175	(1,262,468,978)	8,974,642
Costo de lo vendido	359,064,884	823,763,927	166,721	143,956	61,248,584	5,506,198	(1,276,509)	236,230	473,415	(379,176)	-
Rendimiento (pérdida) bruto	529,025,164	(515,051)	17,713	1,907,910	15,711,781	(730,423)	4,557,427	16,956,385	46,543,052	(1,188,959,550)	(331,314,343)
Otros ingresos (gastos), neto	27,346,794	19,964,654	-	591,704	(27,189,969)	32,710	63,989	3,412,711	(906,183)	(666,804)	539,585,354
Gastos de distribución, transpor- tación y venta	54,509,047	50,797,317	8,232	6	148,215	185,168	481,727	229,432	49,162	(26,663,019)	25,231,240
Gastos de administración		34,183,846	32,126	983,560	7,175,451	731,479	2,101,834	1,157,182	60,497,232	(48,718,224)	112,653,533
Rendimiento (pérdida) de operación	501,862,911	(65,526,560)	(22,645)	1,516,048	(18,801,854)	(1,614,360)	2,037,855	18,982,482	(14,909,525)	825,835	424,350,187
Ingreso financiero	56,040,129	11,056,345	-	72,995	373,301	4,358	64,582	1,098,079	125,964,466	(180,925,000)	13,749,255
Costo financiero	(109,946,363)	(3,188,892)	(12,055)	(642,711)	(481,741)	(20,217)	(2,980)	(1,342,351)	(163,400,779)	180,193,625	(98,844,464)
financieros derivados, neto		3,172	-	-	-	-	-	(1,951,959)	(12,052,200)	-	(14,000,987)
(Pérdida) rendimiento en cambios, neto	(217,166,710)	(12,858,875)	-	(1,570,317)	(1,118,537)	(29,263)	(2,843)	174,866	(21,441,056)	-	(254,012,743)
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(21,164)	649,520	-	-	(10,010,686)	-	-	1,586,503	(117,426,818)	117,347,804	2,135,845
Impuestos, derechos y otros	276,647,448	-	-	(481,581)	-	-	-	7,380,870	(9,014,616)	-	264,521,435
(Pérdida) rendimiento neto	(45,878,653)	(69,865,290)	(34,700)	(142,404)	(10,018,145)	(1,659,482)	2,096,614	11,166,750	(194,251,296)	117,442,264	(191,144,342)
Total de activo circulante	983,260,710	795,237,287	388,422	6,032,213	22,087,801	1,724,967	5,817,262	123,081,531	613,881,578	(2,195,695,848)	357,815,923
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	139,523	257,159	-	-	-	-	-	17,568,893	(247,349,711)	250,121,645	20,737,509
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,176,504,263	311,432,174	-	21,023,629	86,695,514	7,771,634	20,086,650	6,691,813	37,536,571	(3,692,478,836)	1,667,742,248
Total del activo	2,206,418,541	1,107,094,580	388,422	27,673,598	130,824,921	9,556,469	26,007,319	155,376,864	2,359,024,145	1,667,742,248	2,329,886,024
Total del pasivo circulante	340,011,451	666,467,674	472,236	3,894,121	19,824,792	2,995,088	3,879,828	78,894,485	1,497,612,971	(2,187,862,760)	426,189,886
Deuda a largo plazo	1,737,109,328	31,495,027	-	12,489,423	4,382,109	-	-	3,597,938	1,757,315,685	(1,739,384,968)	1,807,004,542
Beneficios a los empleados	362,312,386	575,277,374	-	441,127	571,702	20,362	21,893	(749,034)	282,321,750	-	1,220,409,436
Total del pasivo	2,533,221,665	1,278,138,290	664,829	16,853,202	29,336,417	3,015,450	3,901,722	86,885,889	3,553,477,189	(3,942,600,482)	3,562,894,171
Patrimonio (déficit), neto	(326,803,124)	(171,043,710)	(276,406)	10,820,396	101,488,504	6,541,019	22,105,597	68,490,975	(1,194,453,044)	250,121,646	(1,233,008,147)
Depreciación y amortización	124,329,921	17,425,472	-	2,559,357	7,230,557	481,241	1,395,232	86,707	1,931,004	-	150,439,491
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	32,617,215	52,886,397	5,860	31,491	30,340	(1,178)	1,424	(552,735)	24,719,602	-	109,738,416
Adquisiciones de activo fijo	70,418,370	32,254,531	-	2,053,139	26,344,495	889,420	1,724,690	1,019,484	21,031,214	-	155,735,343

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2015	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercio liquidadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Ciudadanos externos	\$ 690,642,133	\$ 740,190,020	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,494,478	\$ 4,551,413	\$ 407,214,446	\$ -	\$ -	\$ 1,153,450,357
Intersegmentos	-	126,294,195	-	1,511,970	598,853	209,970	473,990	353,137,149	18,296,515	(1,191,164,775)	-
Ingresos por servicios	7,549,061	7,549,061	-	17,893	10,355,988	236	17,893	661,683	505,032	(10,779,858)	8,310,035
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	394,396,580	76,442,079	-	-	5,829,519	-	1,276,512	-	-	-	477,944,690
Beneficio por modificación en plan de pensiones	(46,368,308)	(45,808,781)	-	-	-	-	-	-	-	-	(92,177,089)
Costo de lo vendido	427,158,621	876,531,944	2,793	706,896	10,727,462	1,707,548	4,965,414	749,655,199	2,791,350	(1,182,282,621)	891,964,606
(Pérdida) rendimiento bruto	(84,544,760)	(33,131,966)	(2,793)	805,074	(5,602,140)	(2,864)	(1,198,630)	11,358,079	16,010,197	(19,662,012)	(115,971,815)
Otros (gastos) ingresos, neto	(7,957,202)	1,243,040	-	38	26,941	14,680	19,909	1,666,783	2,219,539	1,890,785	(875,487)
Gastos de distribución y transporte	-	35,292,527	1,448	-	3,009	4,416	62,071	428,613	254	(6,863,699)	28,928,639
Gastos de administración	18,454,281	40,529,587	47,670	8,553	104,794	152,404	519,351	1,967,581	61,609,813	(10,921,939)	112,472,095
(Beneficio) por modificación en plan de pensiones	(17,853,725)	(39,975,450)	-	-	-	-	-	-	(46,031,780)	-	(103,860,955)
(Pérdida) rendimiento de operación	(93,102,518)	(67,735,590)	(51,911)	796,559	(5,683,002)	(145,004)	(1,760,143)	10,628,668	2,651,449	14,411	(154,387,081)
Ingreso financiero	25,852,078	2,789,535	2,110	(93,280)	(61,153)	3,503	7,728	1,147,870	110,816,691	(125,670,273)	14,990,859
Costo financiero	(90,822,360)	(13,738,104)	-	-	-	-	-	(1,299,580)	(87,289,616)	125,530,390	(67,773,593)
(Costo) rendimiento en instrumentos financieros derivados	-	6,463	-	-	-	-	-	1,347,323	(22,803,663)	-	(21,449,877)
Pérdida en cambios, neto	(132,165,427)	(7,364,486)	(7,509)	(92,046)	(11,090)	(3,600)	(2,802)	(49,190)	(15,069,424)	-	(154,765,574)
(Pérdida) rendimiento en la participación en negocios conjuntos, asociadas y otras	(473,082)	671,868	-	-	-	-	-	2,056,259	(749,900,890)	749,963,960	2,318,115
Impuestos, derechos y otros	376,682,705	1,839,021	-	197,491	(2,069,848)	-	-	5,134,176	(50,283,228)	-	331,500,247
(Pérdida) rendimiento neto	(667,394,014)	(87,209,335)	(57,310)	455,432	(3,685,360)	(145,101)	(1,755,217)	8,697,174	(711,312,156)	749,838,488	(712,567,398)
Depreciación y amortización	144,567,149	20,916,796	-	612,741	337,364	158,505	442,504	84,493	831,698	-	167,951,250
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	23,608,485	21,392,600	(298)	-	(310)	-	-	(119,819)	17,668,484	-	62,549,142
Adquisiciones de activo fijo	184,786,051	68,935,841	-	-	1,544,224	320,762	1,882,108	677,314	6,711,511	-	264,857,811

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

	AL 31 de diciembre de 2017								
	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Ingresos:									
Individuales	\$ 762,637,362	\$ 1,015,157,118	\$ 448,988	\$ 6,679,132	\$ 74,386,812	\$ 4,795,196	\$ 14,214,138	\$ 1,047,874,453	\$ 83,017,684
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		(1,223,752)		(3,236,935)		(26,886)		(75,530)	
Consolidados	\$ 762,637,362	\$ 1,013,933,366	\$ 448,988	\$ 3,442,197	\$ 74,386,812	\$ 4,768,310	\$ 14,214,138	\$ 1,047,798,923	\$ 83,017,684
Resultado de operación:									
Individuales	\$ 194,814,292	\$ (59,989,652)	\$ (72,358)	\$ 882,692	\$ (61,696,313)	\$ (7,148,431)	\$ (4,698,838)	\$ 14,490,017	\$ (21,628,448)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		(1,223,752)		(3,236,935)		(26,886)		(75,530)	
Eliminar de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(496,329)	(9,017,791)		2,932,663				(246,594)	
Eliminación de productos refinados capitalizados	(574,381)								
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981								
Eliminación de la depreciación y deterioro por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos									
Consolidados	\$ 193,862,563	\$ (70,231,195)	\$ (72,358)	\$ 2,053,796	\$ (8,207,341)	\$ (4,040,343)	\$ (1,475,389)	\$ 14,167,893	\$ (21,628,448)
				1,475,376	53,488,972	3,134,974	3,223,449		
Resultados netos:									
Individuales	\$ (150,388,699)	\$ (44,599,751)	\$ (358,862)	\$ 345,913	\$ (40,300,942)	\$ (8,616,130)	\$ (5,866,542)	\$ 5,200,268	\$ (292,266,613)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		(1,223,752)		(3,236,935)		(26,886)		(75,530)	
Eliminar de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(496,329)	(9,017,791)		2,932,663				(246,594)	
Eliminación de productos refinados capitalizados	(574,381)								
Eliminación del método de participación	303,044	(945,369)	266,769		333	1,238,018	1,201,367	7,166,957	
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981								
Eliminación de la depreciación y deterioro por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos, neto de su impuesto diferido									
Consolidados	\$ (151,037,384)	\$ (55,786,663)	\$ (92,093)	\$ 1,265,560	\$ (833,949)	\$ (4,270,024)	\$ (1,441,726)	\$ 12,045,101	\$ 292,266,613
				1,223,919	39,466,660	3,134,974	3,223,449		
Total activos:									
Individuales	\$ 2,084,553,745	\$ 912,770,881	\$ 179,807	\$ 28,256,876	\$ 276,537,764	\$ 17,689,305	\$ 35,498,783	\$ 195,538,239	\$ 2,111,740,735
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	858,094	(5,389,977)			7,183		(5,303)	(408,059)	
Eliminar de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(3,657,242)	(42,379,229)						(7,163,664)	
Eliminación de productos refinados capitalizados	(574,381)								
Eliminación de la revaluación a valor de mercado, depreciación y deterioro de los AF transferidos, neto de su impuesto diferido	(22,503,168)			(2,036,128)					
Eliminación del método de participación	(759,624)	(7,813,492)			(84,557,831)	(2,165,068)	(9,522,686)	(424,849)	
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	8,123			(91,123)	(6,573,895)	(2,828,749)	(732,768)	
Consolidados	\$ 2,058,036,405	\$ 857,196,306	\$ 179,807	\$ 26,220,748	\$ 191,895,993	\$ 8,923,456	\$ 23,142,045	\$ 186,808,899	\$ 2,111,740,735
				26,220,748	191,895,993	8,923,456	23,142,045	186,808,899	
Total pasivos:									
Individuales	\$ 2,570,412,398	\$ 1,081,528,677	\$ 531,580	\$ 13,186,297	\$ 56,706,251	\$ 6,556,050	\$ 2,308,890	\$ 116,648,398	\$ 3,587,988,972
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		(4,419,929)		700,127				194,483	
Consolidados	\$ 2,570,412,398	\$ 1,077,108,748	\$ 531,580	\$ 13,886,424	\$ 56,706,251	\$ 6,556,050	\$ 2,308,890	\$ 116,842,881	\$ 3,587,988,972
				13,886,424	56,706,251	6,556,050	2,308,890	116,842,881	

	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Ingresos:									
Individuales	\$ 616,380,615	\$ 771,597,427	\$ 184,434	\$ 6,263,093	\$ 71,130,845	\$ 4,775,775	\$ 17,217,131	\$ 800,979,076	\$ 53,803,095
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(847,432)	-	(4,211,227)	-	-	-	(331,446)	-
Consolidados	\$ 616,380,615	\$ 770,749,995	\$ 184,434	\$ 2,051,866	\$ 71,130,845	\$ 4,775,775	\$ 17,217,131	\$ 800,647,630	\$ 53,803,095
Resultado de operación:									
Individuales	\$ 503,679,153	\$ (60,347,367)	\$ (22,645)	\$ 1,271,202	\$ (25,701,065)	\$ (2,877,725)	\$ (3,504,812)	\$ 19,526,997	\$ (14,909,525)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(847,432)	-	(4,211,227)	-	-	-	(331,446)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	(273,237)	3,572,498	-	3,815,371	-	905,910	(2,163)	(213,069)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(1,661,986)	(7,904,259)	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos	-	-	-	640,702	6,899,211	357,455	5,544,830	-	-
Consolidados	\$ 501,862,911	\$ (65,526,560)	\$ (22,645)	\$ 1,516,048	\$ (18,801,854)	\$ (1,614,360)	\$ 2,037,855	\$ 18,982,482	\$ (14,909,525)
Resultados netos:									
Individuales	\$ (44,069,001)	\$ (61,639,067)	\$ (381,214)	\$ (387,250)	\$ (16,917,356)	\$ (7,820,835)	\$ (3,780,706)	\$ 11,711,265	\$ (194,251,296)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(847,432)	-	(4,211,227)	-	-	-	(331,446)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	(273,237)	3,572,498	-	3,815,371	-	905,910	(2,163)	(213,069)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(1,661,986)	(7,904,259)	-	-	-	4,897,988	334,653	-	-
Eliminación del método de participación	6,590	(3,047,030)	346,514	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos	-	-	-	640,702	6,899,211	357,455	5,544,830	-	-
Consolidados	\$ (45,878,653)	\$ (69,865,290)	\$ (34,700)	\$ (142,404)	\$ (10,018,145)	\$ (1,659,482)	\$ 2,096,614	\$ 11,166,750	\$ (194,251,296)
Total activos:									
Individuales	\$ 2,232,052,453	\$ 1,151,907,566	\$ 425,141	\$ 30,990,147	\$ 254,615,026	\$ 10,421,225	\$ 43,067,636	\$ 170,782,928	\$ 2,359,024,145
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	483,230	(4,158,101)	-	-	-	-	(5,304)	(332,529)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	(3,246,782)	(33,361,438)	-	-	-	-	-	(5,688,341)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(1,661,986)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la revaluación a valor de mercado y la depreciación de los AF Transferidos	(20,585,300)	-	-	(3,316,549)	(123,790,105)	(5,300,044)	(12,746,136)	(652)	-
Eliminación del método de participación	(742,055)	(7,293,447)	(36,718)	4,435,288	-	-	(4,308,877)	(8,960,344)	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	-	-	-	-	-	-	(424,198)	-
Consolidados	\$ 2,206,418,541	\$ 1,107,094,580	\$ 388,423	\$ 27,673,598	\$ 130,824,921	\$ 9,556,469	\$ 26,007,319	\$ 155,376,864	\$ 2,359,024,145
Total pasivos:									
Individuales	\$ 2,533,221,665	\$ 1,282,558,220	\$ 664,829	\$ 16,457,347	\$ 29,336,417	\$ 3,015,450	\$ 3,901,722	\$ 85,392,123	\$ 3,553,477,189
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	-	(4,419,930)	-	395,855	-	-	-	1,493,766	-
Consolidados	\$ 2,533,221,665	\$ 1,278,138,290	\$ 664,829	\$ 16,853,202	\$ 29,336,417	\$ 3,015,450	\$ 3,901,722	\$ 86,885,889	\$ 3,553,477,189

Al 31 de diciembre de 2015

	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Ingresos:									
Individuales	\$ 690,642,133	\$ 874,630,488	\$ -	\$ 1,511,970	\$ 10,954,841	\$ 1,704,684	\$ 5,048,600	\$ 761,213,475	\$ 18,801,547
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(597,212)	(597,212)	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Consolidados	\$ 690,642,133	\$ 874,033,276	\$ -	\$ 1,511,970	\$ 10,954,841	\$ 1,704,684	\$ 5,043,296	\$ 761,013,278	\$ 18,801,547
Resultado de operación:									
Individuales	\$ (89,473,302)	\$ (88,819,558)	\$ (51,911)	\$ 700,748	\$ (6,875,252)	\$ (262,145)	\$ (2,288,747)	\$ 10,334,138	\$ 2,651,448
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(251,995)	21,681,180	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(3,496,201)	-	-	-	-	-	2,163	494,727	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	118,980	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	-	-	-	95,811	1,192,250	117,141	531,745	-	-
Eliminación de la depreciación activos fijos revaluados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consolidados	\$ (93,102,518)	\$ (67,735,590)	\$ (51,911)	\$ 796,559	\$ (5,683,002)	\$ (145,004)	\$ (1,760,143)	\$ 10,628,668	\$ 2,651,448
Resultados netos:									
Individuales	\$ (663,719,119)	\$ (107,164,261)	\$ (57,310)	\$ 359,621	\$ (4,877,610)	\$ (262,242)	\$ (2,314,774)	\$ 8,402,644	\$ (711,312,156)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(597,212)	(597,212)	-	-	-	-	(5,304)	(200,197)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(251,995)	21,681,180	-	-	-	-	2,163	494,727	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,496,201)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación	(45,679)	(1,129,042)	-	-	-	-	30,953	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,980	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación activos fijos revaluados	-	-	-	95,811	1,192,250	117,141	531,745	-	-
Consolidados	\$ (667,394,014)	\$ (87,209,335)	\$ (57,310)	\$ 455,432	\$ (3,685,360)	\$ (145,101)	\$ (1,755,217)	\$ 8,697,174	\$ (711,312,156)

Información complementaria por zonas geográficas:

	Por los años terminados el 31 de diciembre		
	2017	2016	2015
Ventas netas:			
En el país	\$ 877,360,038	\$ 670,000,473	\$ 746,235,912
De exportación:			
Estados Unidos	302,912,999	221,954,461	266,826,499
Canadá, Centro y Sudamérica	13,943,080	14,058,897	11,027,813
Europa	71,470,613	64,348,997	58,707,787
Otros países	120,212,420	94,755,762	70,652,346
	<u>508,539,112</u>	<u>395,118,117</u>	<u>407,214,445</u>
Ingresos por servicios	11,130,569	8,974,642	8,310,035
Total de ingresos	\$ 1,397,029,719	\$ 1,074,093,232	\$ 1,161,760,392

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		
	2017	2016	2015
<u>Nacionales</u>			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	\$ 784,048,048	\$ 578,718,674	\$ 660,573,780
Gas	70,930,855	59,648,576	54,497,824
Productos petroquímicos	22,381,135	31,633,223	31,164,308
Total ventas en el país	\$ 877,360,038	\$ 670,000,473	\$ 746,235,912
<u>Exportación</u>			
Petróleo crudo	\$ 380,461,147	\$ 288,625,794	\$ 288,170,451
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	109,615,457	92,705,248	118,129,615
Gas	21,675	20,995	27,283
Productos petroquímicos	18,440,833	13,766,080	887,096
Total ventas exportación	\$ 508,539,112	\$ 395,118,117	\$ 407,214,445

6. Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se integra por:

a. Efectivo y equivalentes de efectivo

	2017	2016
Efectivo y bancos ⁽ⁱ⁾	\$ 55,871,127	\$ 71,430,427
Inversiones de inmediata realización ⁽ⁱⁱ⁾	41,980,627	92,102,086
	<u>\$ 97,851,754</u>	<u>\$ 163,532,513</u>

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

(ii) El rubro de inversiones de inmediata realización está integrado principalmente por inversiones gubernamentales a corto plazo.

b. Efectivo restringido

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Efectivo restringido	\$ <u> </u> -	\$ <u>10,478,626</u>

El efectivo restringido consistía principalmente en el depósito realizado por Pemex Exploración y Producción de US\$ 465,060 más intereses, por la demanda interpuesta por Corporación Mexicana de Mantenimiento Integral, S. de R. L. de C. V. ("COMMISA") ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio (el "ACI") en contra de Pemex Exploración y Producción. El 6 de abril de 2017, Pemex Exploración y Producción y Petróleos Mexicanos firmaron un convenio de transacción con COMMISA donde acordaron pagar a COMMISA la cantidad de US\$ 435,000 más el IVA que corresponda, utilizando los fondos que se encontraban en la cuenta de garantía que Pemex Exploración y Producción otorgó ante la Corte del Distrito Sur de Nueva York en Estados Unidos y pagando la diferencia mediante transferencia bancaria.

Al 31 de diciembre de 2016, PMI HBV tenía un saldo depositado por US\$ 41,319, en una cuenta de Banco Santander, S. A. como garantía adicional para un contrato de crédito de acuerdo con los términos del mismo. El contrato de crédito requería que PMI HBV mantuviera una relación préstamo-valor basado en la relación entre el importe del principal de la deuda y el valor de mercado en dólares estadounidenses de las acciones de Repsol S.A. (Repsol) propiedad de PMI HBV. A partir del 30 de junio de 2017 no hay efectivo restringido debido al aumento en el valor de las acciones de Repsol y consecuentemente el saldo depositado fue reembolsado a PMI HBV. El 20 de octubre de 2017, PMI HBV liquidó anticipadamente el saldo del contrato de crédito con la finalidad de poder vender todas las acciones de Repsol.

7. Cuentas por cobrar, neto

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se integra como se muestran a continuación:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Clientes del país	\$ 60,057,141	\$ 41,884,579
Clientes del extranjero	54,428,883	34,859,341
Deudores diversos	26,105,703	18,736,922
Impuestos por recuperar y anticipo de impuestos	23,039,023	29,361,303
Funcionarios y empleados	5,681,478	6,054,251
Anticipo a proveedores	1,250,846	2,246,437
Siniestros	8,452	38,497
Otras	73,708	39,197
	<u>\$ 170,645,234</u>	<u>\$ 133,220,527</u>

A continuación se muestra la antigüedad de los saldos de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	<u>Clientes en el país</u>	
	<u>2017</u>	<u>2016</u>
1-30 días	\$ 10,188,070	\$ 1,767,718
31-60 días	4,081,862	658,456
61-90 días	777,409	263,447
más 91 días	<u>11,345,933</u>	<u>1,016,553</u>
Saldo vencido	26,393,274	3,706,174
Saldo deteriorado	<u>(951,932)</u>	<u>(458,428)</u>
Saldo vencido no deteriorado	25,441,342	3,247,746
Saldo no vencido	<u>34,615,799</u>	<u>38,636,833</u>
Total clientes del país	<u>\$ 60,057,141</u>	<u>\$ 41,884,579</u>

- (i) El incremento se debe a la desincorporación a partir de 2017 del esquema de compensaciones de adeudos entre dependencias del sector público (Sistema de compensación de adeudos).

	Clientes en el extranjero	
	2017	2016
1-30 días	\$ 334,155	\$ 341,184
31-60 días	-	6,824
61-90 días	-	35,372
más 91 días	<u>315,888</u>	<u>624,157</u>
Saldo vencido	650,043	1,007,537
Saldo deteriorado	<u>(272,813)</u>	<u>(374,699)</u>
Saldo vencido no deteriorado	377,230	632,838
Saldo no vencido	<u>54,051,653</u>	<u>34,226,503</u>
Total clientes del extranjero	\$ <u>54,428,883</u>	\$ <u>34,859,341</u>

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

	Clientes nacionales	
	2017	2016
Saldo al inicio del año	\$ (458,428)	\$ (667,883)
Incrementos registrados en gastos	(493,514)	(218,836)
Aplicación de la estimación	<u>10</u>	<u>428,291</u>
Saldo al final	\$ <u>(951,932)</u>	\$ <u>(458,428)</u>

	Clientes en el extranjero	
	2017	2016
Saldo al inicio del año	\$ (374,699)	\$ (312,004)
Incrementos registrados en gastos	(204,713)	(25,931)
Aplicación de la estimación	297,047	-
Efectos por conversión	<u>9,552</u>	<u>(36,764)</u>
Saldo al final	\$ <u>(272,813)</u>	\$ <u>(374,699)</u>

8. Inventarios, neto

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el saldo de inventarios se integra como sigue:

	2017	2016
Refinados y petroquímicos	\$ 27,862,384	\$ 21,534,846
Productos en tránsito	19,112,606	7,735,163
Petróleo crudo	11,445,780	11,391,310
Materiales y accesorios en almacenes	5,172,779	4,721,834
Materiales en tránsito	180,711	419,547
Gas y condensados	<u>84,670</u>	<u>89,360</u>
	\$ <u>63,858,930</u>	\$ <u>45,892,060</u>

9. Activos no financieros mantenidos para la venta

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

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

En 2016, la SENER adjudicó en la ronda 1.3, ciertas áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos a contratistas y los respectivos activos fijos fueron transferidos por PEMEX a esos terceros. Durante 2016, PEMEX entregó a la SENER la solicitud del resarcimiento de los activos fijos ubicados en dichas áreas, recibiendo resolución en 2017.

Todos los activos que forman parte de las áreas no asignados a PEMEX como parte de la denominada "Ronda Cero", continúan su tratamiento como activos de larga duración, sujetos a todas las disposiciones normativas aplicables a los activos, siempre que PEMEX obtenga los beneficios económicos derivados del uso de los mismos, y al mismo tiempo ejerza control sobre los mismos manteniendo los riesgos y ventajas, de tipo significativo sobre los mismos.

En el caso de los activos que forman parte de las áreas que no fueron asignados a PEMEX como parte de la denominada "Ronda Cero", y de los cuales no obtiene beneficios económicos derivados de su uso, son dados de baja afectando los resultados del periodo.

De esta manera los activos no financieros que se mantenían para la venta al 31 de diciembre de 2016 por \$ 7,460,674, fueron transferidos al activo fijo por \$ 4,652,314 y a los resultados del ejercicio por \$ 2,808,360.

10. Activos financieros disponibles para la venta

- a. Al 1 de enero de 2016, PEMEX tenía un total de 20,724,331 acciones de Repsol valuadas a \$ 3,944,696, las cuales representan aproximadamente el 1.48% del derecho económico y de voto en Repsol.

El 15 de enero de 2016, PMI HBV recibió 945,015 acciones valuadas en \$ 188,490, de un dividendo decretado en diciembre de 2015.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2016, el valor de mercado de las 20,724,331 acciones fue de \$ 6,027,540. Estas acciones fueron presentadas en el activo no circulante. El efecto de la valuación a valor razonable de la inversión se registró en otros resultados integrales dentro del patrimonio como una utilidad por \$ 207,817. Al 31 de diciembre de 2016 la tenencia accionaria de PEMEX sobre las acciones de Repsol equivale al 1.52%, del derecho económico y de voto en Repsol.

El 24 y 25 de enero de 2017, PMI HBV vendió 2,082,348 acciones de Repsol a un precio promedio de € 14.17 por acción en \$ 684,029. Estas acciones se encontraban fuera del contrato de financiamiento.

El 7 de junio de 2017, Repsol decretó un dividendo flexible por el que PMI HBV recibió 609,539 acciones en julio de 2017. Por lo que se presentó una cuenta por cobrar a Repsol por \$ 180,729.

El 26 de octubre de 2017, PMI HBV vendió las 21,333,870 acciones de Repsol en \$ 7,342,807 a través de un Share Forward Transaction con Credit Agricole. Esta operación, junto con las acciones vendidas el 24 y 25 de enero de 2017, generaron una pérdida por \$ 3,523,748.

Consecuentemente, al 31 de diciembre de 2017 el monto de \$ 5,564,130 que se tenía en 2016 en otros resultados integrales, fueron reciclados a resultados del ejercicio.

- b. Al 31 de diciembre de 2016 derivado de la pérdida de influencia significativa que se tenía en TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. y TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V. estas compañías se valoraron a su valor razonable y presentadas como financieros disponibles para la venta a corto plazo por un monto de \$ 2,417,123.

Al 31 de diciembre de 2017, PEMEX considera un plan para la enajenación de las acciones de TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. y TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V., por lo cual dichas acciones han sido consideradas como activos financieros disponibles para la venta y valuadas a su valor de realización, por tal motivo se reconoce un efecto negativo en el resultado del ejercicio 2017. A la fecha de estos estados financieros PEMEX se encuentra en el proceso de negociación de las acciones. Al 31 de diciembre de 2017, el valor de las acciones asciende a \$ 1,056,918.

11. Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras

Las inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se integran como se muestra a continuación:

	Porcentajes de participación	31 de diciembre	
		2017	2016
Deer Park Refining Limited	49.99%	\$ 14,405,542	\$ 14,039,384
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	(i) 44.09%		4,309,050
Sierrita Gas Pipeline LLC	35.00%	1,084,169	1,112,338
Frontera Brownsville, LLC.	50.00%	471,085	478,414
CH 4 Energía, S. A.	50.00%	315,713	194,868
Texas Frontera, LLC.	50.00%	239,782	260,828
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.	40.00%	64,328	139,523
PMV Minera, S.A. de C.V.	44.09%	45,133	61,779
Ductos el peninsular, S. A. P. I. de C. V.	50.00%	18,336	18,626
Otras neto	Varios	63,276	122,699
		<u>\$ 16,707,364</u>	<u>\$ 20,737,509</u>

- (i) El 20 de abril de 2016 ocurrió una explosión en el complejo Pajaritos, donde están localizadas las plantas de etileno y cloruro de vinilo, que producen de manera integrada dichos productos, con un valor aproximado de US\$ 461,000. La planta de VCM (Clorados III) es la que sufrió el mayor daño; siendo el mayor impacto económico el reconocimiento de la pérdida de los activos y el cierre indefinido de la planta. Las plantas de Cloro-Sosa, y la de etileno no registraron ningún daño. El 20 de diciembre de 2017, la compañía decidió no reconstruir su capacidad de producción en la planta siniestrada. En consecuencia se ha reservado la totalidad de su importe en libros, afectando el valor de la inversión.

Participación en los resultados de negocios conjuntos, asociados y otras:

	2017	2016	2015
Deer Park Refining Limited	\$ 920,409	\$ 1,437,850	\$ 1,913,835
Ductos y Energéticos del Norte, S. A. de C. V. ⁽ⁱⁱⁱ⁾	360,092	-	-
CH4 Energía S. A. de C. V.	125,132	-	-
Sierrita Gas Pipeline, LLC.	129,401	105,825	152,445
PMV Minera, S. A. de C. V.	6,253	-	-
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V.	(1,223,640)	(190,468)	(61,952)
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V.	(75,195)	-	-
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. ⁽ⁱⁱⁱ⁾	-	638,126	666,779
Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A. de C. V. ^(iv)	-	-	(496,774)
Otros, neto	117,988	144,512	143,782
Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas	<u>\$ 360,440</u>	<u>\$ 2,135,845</u>	<u>\$ 2,318,115</u>

- (i) El 16 de noviembre de 2017, se llevó a cabo la desinversión en la participación en Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C. V. equivalente al 50% del capital social de dicha compañía, la cual fue vendida a Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. en \$ 3,141,710, obteniendo una utilidad de \$ 3,139,103, la cual se presenta en el renglón de otros ingresos del resultado integral.
- (ii) El 28 de septiembre de 2016, PEMEX realizó la desinversión de su participación en Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V. equivalente al 50% del capital social de dicha compañía, la cual fue vendida a Infraestructura Energética Nova, S.A.V. de C.V. en \$22,684,736 obteniendo una utilidad de \$ 15,211,039.
- (iii) A partir del 1 de julio de 2016, Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. fue incluida en la consolidación. Hasta el 30 de junio de 2016, esta compañía asociada era contabilizada bajo el método de participación como inversión en compañías asociadas (ver Nota 3(a)).

Las siguientes tablas muestran información financiera condensada de las principales inversiones reconocidas bajo el método de participación durante 2017 y 2016:

	Estados condensados de situación financiera			
	Deer Park Refining Limited		Sierrita de Gas Pipeline, LLC.	
	2017	2016	2017	2016
Total de activos	<u>\$ 41,075,547</u>	<u>\$ 42,428,275</u>	<u>\$ 3,518,036</u>	<u>\$ 3,244,811</u>
Total de pasivo	<u>\$ 12,261,581</u>	<u>\$ 14,346,643</u>	<u>\$ 420,410</u>	<u>\$ 66,703</u>
Total de capital	<u>28,813,966</u>	<u>28,081,632</u>	<u>3,097,626</u>	<u>3,178,108</u>
Total de pasivo y capital	<u>\$ 41,075,547</u>	<u>\$ 42,428,275</u>	<u>\$ 3,518,036</u>	<u>\$ 3,244,811</u>

	Estados condensados de resultados						
	Deer Park Refining Limited			Sierrita Gas Pipeline, LLC		Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	
	2017	2016	2015	2017	2016	31 de agosto de 2016	2015
Ingresos	\$ 16,427,064	\$ 16,750,155	\$ 16,658,705	\$ 840,414	\$ 717,351	\$ 3,798,666	\$ 4,617,982
Costos y gastos	<u>14,586,061</u>	<u>13,874,172</u>	<u>12,830,653</u>	<u>470,697</u>	<u>414,994</u>	<u>2,522,415</u>	<u>3,284,424</u>
Resultado neto	<u>\$ 1,841,003</u>	<u>\$ 2,875,983</u>	<u>\$ 3,828,052</u>	<u>\$ 369,717</u>	<u>\$ 302,357</u>	<u>\$ 1,276,251</u>	<u>\$ 1,333,558</u>

A continuación se presenta información sobre las inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras más significativas:

- Deer Park Refining Limited. El 31 de marzo de 1993, PMI NASA adquirió el 50% de la refinería de Deer Park. En su calidad de socio general de Deer Park Refining Limited Partnership, Shell es responsable de la operación y administración de la refinería, cuyo objetivo es proporcionar servicios de refinación del petróleo a PMI NASA y a Shell, quien cobra una tarifa por el procesamiento. Shell es responsable de la determinación de los requerimientos de materiales y de petróleo crudo, que en caso de ser necesario ambos socios proveerán en cantidades iguales. Deer Park Refining regresa a PMI NASA y a Shell productos terminados en cantidades iguales. Shell está obligado a comprar a Deer Park Refining la totalidad del producto terminado, a los precios vigentes en el mercado. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.

- Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. Con fecha 13 de septiembre de 2013, Pemex Petroquímica (actualmente Pemex Transformación Industrial), a través de su subsidiaria PPQ Cadena Productiva, S.L. en conjunto con Mexichem, constituyeron Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. (Mexicana de Vinilo). La actividad preponderante es la producción y venta de productos químicos. Los principales productos son: cloro, sosa cáustica, etileno y monómero de cloruro de vinilo. El control operativo y financiero de la empresa lo tiene Mexichem. Este acuerdo se contabiliza vía método de participación. Debido a los daños ocasionados por el accidente ocurrido durante abril de 2016, PEMEX tomó la decisión de cerrar la planta de manera definitiva.
- Sierrita Gas Pipeline LLC. Fue constituida el 24 de junio de 2013, su actividad principal es el desarrollo proyectos de infraestructura de transporte de gas en Estados Unidos de América. La inversión está valuada por método de participación.
- Frontera Brownsville, LLC. A partir del 1 de abril de 2011, PMI SUS llevó a cabo un acuerdo conjunto, con TransMontaigne Operating Company L.P para tomar Frontera Brownsville (TransMontaigne). Dicha compañía fue constituida en Delaware, Estados Unidos de América, para poseer y operar ciertas instalaciones para el almacenamiento, acabado y limpieza de productos derivados del petróleo. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- Texas Frontera, LLC. Fue constituida el 27 de julio de 2010, su actividad principal es el arrendamiento de tanques para el almacenamiento de producto refinado. PMI SUS, dueña del 50% de las acciones de la compañía, llevó a cabo un acuerdo conjunto con Magellan OLP, L.P., mediante el cual participan en los beneficios y pérdidas de manera proporcional a su inversión. Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía tiene siete tanques con capacidad de 120,000 barriles cada uno. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.
- CH4 Energía, S. A. Fue constituida el 21 de diciembre de 2000, su actividad principal es la compra - venta de gas natural y todas las actividades relacionadas con la comercialización de dicho producto, así como su transporte y distribución en la zona del valle de Toluca. La inversión está valuada por método de participación.
- Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V. fue constituida el 12 de agosto de 1999, está a cargo del uso y aprovechamiento de las áreas de agua y terrenos del dominio público de la Federación que se localizan en el recinto portuario respectivo, así como la prestación de los servicios portuarios conexos. La inversión está valuada vía método de participación.
- PMV Minera, S. A. de C. V. Fue constituida el 1° de octubre del 2014, su actividad principal es la extracción y venta de salmuera. La inversión está valuada vía método de participación.
- Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. El 6 de febrero de 1997, Pemex-Refinación (ahora Pemex Transformación Industrial) y IEnova Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V. constituyeron a Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V., cuyo objeto principal era la tenencia de partes sociales para empresas relacionadas con la transportación y distribución de gas. La toma de decisiones se llevaba a cabo mediante la celebración de una Asamblea de Socios y se requería el consentimiento de ambos. La participación de cada uno de los Socios equivalía al 50% del capital social. Este acuerdo se contabilizaba bajo el método de participación hasta agosto de 2016, fecha en la que se realizó la desinversión de PEMEX en esta compañía asociada, como se menciona en el inciso (iii) de esta nota.
- Compañía Mexicana de Exploraciones S. A. de C. V. (COMESA) Es una compañía mexicana fundada el 12 de noviembre de 1968 para apoyar a PEMEX en los programas de exploración. Las operaciones de COMESA están centradas en diseñar soluciones integrales para el sector energético, a través de la cadena de valor de la producción y exploración, refinación, petroquímica, energía geotérmica y otras áreas del sector energético en México, Sudamérica y los Estados Unidos de América. Las actividades preponderantes de COMESA son: estudios gravimétricos, de magnetometría y microsísmica, adquisición de datos sísmicos terrestres 2D, 3D y 3C, adquisición de datos marinos, procesamiento de datos sísmicos, interpretación e integración de los datos sísmicos, perfil sísmico vertical (VSP) 2D y 3D, caracterización de yacimientos y la visualización, conceptualización y definición del proceso de exploración. Hasta el 30 de junio de 2016, esta compañía fue contabilizada bajo el método de participación, a partir del 1 de julio de 2016, esta compañía fue incorporada a la consolidación.

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

	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													
Saldo al 1 de enero de 2016	\$ 648,412,014	\$ 21,680,343	\$ 419,979,508	\$ 1,066,515,651	\$ 66,284,466	\$ 260,328,096	\$ 57,966,194	\$ 15,329,095	\$ 211,675,597	\$ 43,347,802	\$ -	\$ 630,878	\$ 2,807,149,644
Adquisiciones	20,406,464	1,629,710	1,265,011	8,239,480	2,541,802	9,866,984	545,271	2,063,519	107,682,868	1,487,434	6,800	-	155,735,343
Reclasificaciones	150,817	-	(1,268,887)	8,649,686	(6,610,184)	-	(561,569)	(325,778)	(282,044)	50,709	2,039	(137,246)	(332,457)
Capitalizaciones	15,943,630	-	11,851,378	40,825,973	1,085,323	17,318,279	2,769	2,918,621	(89,945,973)	-	-	-	-
Deterioro	81,135,967	-	31,967,407	198,974,994	(558,374)	35,640,491	438,979	8,743	(16,852,238)	-	(8,839)	(2,126)	331,314,343
Bajas	(7,602,782)	(40,937)	(3,648,989)	(4,382,867)	-	(449,645)	(2,644,957)	(551,355)	(4,864,062)	(314,327)	-	-	(25,069,280)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	758,446,110	23,269,116	460,145,428	1,318,822,917	62,743,033	322,704,205	50,746,687	19,442,845	207,414,148	44,571,618	-	491,506	\$ 3,268,797,613
Adquisiciones	10,018,030	418,283	7,054,793	14,937,882	802,300	7,811,374	1,183,679	284,445	51,410,469	58,563	-	-	93,979,818
Reclasificaciones	3,146,955	-	(53,349)	-	98,245	(10,199,213)	(96,899)	(75,674)	(812,943)	(560)	-	4,072,464	(3,920,974)
Capitalizaciones	43,033,864	-	21,357,074	36,564,811	1,265,246	8,677,765	30,879	3,746,395	(114,700,828)	29,248	-	(4,454)	-
Deterioro	(48,020,616)	-	2,226,771	(83,236,991)	-	(15,564,190)	-	-	(6,849,534)	-	-	-	(151,444,560)
Bajas	(10,598,983)	(244,283)	(8,862,541)	(19,340,709)	(208,353)	-	(806,694)	(226,375)	(6,724,930)	(112,170)	-	(4,440,865)	(51,565,903)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ 756,025,360	\$ 23,443,116	\$ 481,868,176	\$ 1,267,747,910	\$ 64,700,471	\$ 313,429,941	\$ 51,057,652	\$ 23,171,636	\$ 129,736,382	\$ 44,546,699	\$ -	\$ 118,651	\$ 3,155,845,995
DEPRECIACION Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA													
Saldo al 1 de enero de 2016	\$ (321,283,906)	\$ (578,015)	\$ (139,331,407)	\$ (780,443,639)	\$ (37,712,087)	\$ (140,908,960)	\$ (36,513,479)	\$ (5,894,520)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (1,462,666,013)
Depreciación y amortización	(44,549,443)	(2,364,560)	(15,153,879)	(70,090,038)	(1,796,383)	(12,252,810)	(3,205,089)	(1,027,289)	-	-	-	-	(150,439,491)
Reclasificaciones	(10,521)	-	(166,632)	(3,077)	(108,718)	-	166,914	454,492	-	-	-	-	332,458
Bajas	5,826,891	-	2,286,691	-	492,557	-	2,560,988	550,554	-	-	-	-	11,717,681
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(360,016,979)	(2,942,575)	(152,365,227)	(850,536,754)	(39,124,631)	(153,161,770)	(36,990,666)	(5,916,763)	-	-	-	-	(1,601,055,365)
Depreciación y amortización	(45,709,123)	(2,198,667)	(15,095,115)	(74,673,473)	(1,906,164)	(13,192,369)	(2,890,563)	(1,038,839)	-	-	-	-	(156,704,513)
Reclasificaciones	2,799,244	-	(72,841)	-	(69,236)	1,146,904	102,375	14,532	-	-	-	-	3,920,978
Bajas	8,902,711	127,458	7,573,769	16,810,591	59,022	-	805,916	222,764	-	-	-	-	34,502,231
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(394,024,147)	(5,013,984)	(159,959,414)	(908,399,636)	(41,041,009)	(165,207,235)	(38,972,938)	(6,718,306)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	(1,719,336,669)
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre 2016	\$ 398,429,131	\$ 20,326,541	\$ 307,780,201	\$ 468,286,163	\$ 23,618,402	\$ 169,542,435	\$ 13,756,021	\$ 13,526,082	\$ 207,414,148	\$ 44,571,618	\$ -	\$ 491,506	\$ 1,667,742,248
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre 2017	\$ 362,001,214	\$ 18,429,132	\$ 321,908,762	\$ 359,348,274	\$ 23,659,462	\$ 148,222,706	\$ 12,084,714	\$ 16,453,330	\$ 129,736,382	\$ 44,546,699	\$ -	\$ 118,651	\$ 1,436,509,326
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 2017, 2016 y 2015, 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 \$ 3,060,963, \$ 3,667,752 y \$ 5,258,854, respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 registradas en los costos y gastos de operación ascendieron a \$ 156,704,513, \$ 150,439,491 y \$ 167,951,250, respectivamente, las cuales incluyen \$ 850,015, \$ 1,698,312 y \$ 1,401,870, 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 2017 y 2016, asciende a \$ 68,797,600 y \$ 64,967,710, respectivamente y se presenta en la provisión de gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 18).
- d. Las adquisiciones de activos fijos incluyen traspasos en 2017 y 2016 de las cuenta de pozos no asignados a una reserva por \$ 16,440,645 y \$ 16,393,773, respectivamente (ver Nota 13) y \$ 4,652,314 de activos no financieros mantenidos para la venta en 2017 (ver Nota 9).
- e. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 PEMEX reconoció un deterioro neto por \$ (151,444,560) y una reversa neta de deterioro de \$ 331,314,343, respectivamente. El deterioro, neto, y/o reversa neta de deterioro se presenta en un rubro por separado en el estado consolidado del resultado integral.

Estos montos se integran como se explica a continuación:

- i. El deterioro neto reconocido en 2017 se integra como se muestra a continuación:

	<u>(Deterioro)</u>	<u>Reversa de deterioro</u>	<u>(Deterioro neto)</u>
Exploración y Producción	\$ (129,350,315)	\$ -	\$ (129,350,315)
Transformación Industrial	(19,751,882)	3,799,790	(15,952,092)
AGRO	(4,206,653)	-	(4,206,653)
Fertilizantes	<u>(1,935,500)</u>	<u>-</u>	<u>(1,935,500)</u>
Total	<u>\$ (155,244,350)</u>	<u>\$ 3,799,790</u>	<u>\$ (151,444,560)</u>

Unidad generadora de efectivo Exploración y Producción

Al 31 de diciembre de 2017, Exploración y Producción reconoció un deterioro de \$ (129,350,315) debido principalmente a (i) diferimiento de la inversión de desarrollo en los primeros 5 años del horizonte económico en las reservas probadas, lo que ocasionó una disminución en la producción y en consecuencia en los ingresos, así como la re categorización de parte de la reserva probada a probable, esto fue consecuencia de los ajustes del presupuesto en la inversión estratégica. Los proyectos que reportaron principalmente estos efectos fueron: Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermúdez, Tzimin Xux; mientras que en los Proyectos Burgos y Lakach, (ii) los flujos de efectivo no fueron suficientes para cubrir el valor de la inversión como resultado de la depreciación del dólar frente al peso en un 4.3% al pasar de un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2016 de \$ 20.6640 a un tipo de cambio de \$ 19.7867 al 31 de diciembre de 2017, dichos flujos son determinados en dólares y posteriormente son convertidos a pesos utilizando el tipo de cambio a la fecha de reporte. Adicionalmente los siguientes factores contribuyeron al reconocimiento del deterioro (iii) un incremento en la tasa de descuento de 0.3%; (iv) una disminución en los precios forward de petróleo crudo de 7.2%, el cual pasó de 60.24 usd/bl en 2016 a 55.89 usd/bl en 2017. Por lo que corresponde al proyecto Macuspana, el principal factor del deterioro fue la declinación natural a través del consumo de su producción.

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

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

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

Precio promedio de petróleo	55.89 USD/bl
Precio promedio de gas	4.92 USD/mpc
Precio promedio de condensados	38.33 USD/bl
Tasa de descuento	14.40% anual

La producción total pronosticada durante este periodo es de 7,091 mmbpce calculada a un horizonte de 25 años.

En Exploración y Producción para la determinación del importe recuperable de los activos fijos se utilizan las reservas probadas (1P) con precios estimados a largo plazo. El monto recuperable de cada activo es el valor en uso.

Unidades Generadoras de efectivo que integran Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2017, Pemex Transformación Industrial reconoció un deterioro neto de \$ (15,952,092).

El deterioro neto se produjo en las siguientes unidades generadoras de efectivo:

Refinería Minatitlán	\$ (5,691,005)
Refinería Madero	(8,480,880)
Refinería Salina Cruz	<u>(5,579,997)</u>
Total activos deteriorados	<u>(19,751,882)</u>
Centro Petroquímico Cangrejera	3,565,355
Centro Petroquímico Independencia	112,292
Centro Procesador de Gas Arenque	57,039
Centro Procesador Matapionche	<u>65,104</u>
Reversa de deterioro	<u>3,799,790</u>
Deterioro neto	<u>\$ (15,952,092)</u>

El deterioro fue debido a (i) un aumento en la cuota en los precios de venta de los productos por las tarifas de transporte, (ii) un incremento en el procesamiento de gas húmedo debido a mayores importaciones de este producto y la redistribución de la oferta por parte de Pemex Exploración, (iii) el incremento en los precios de los productos como resultado de su liberación en 2017, (iv) una disminución en la tasa de descuento en las unidades generadoras de efectivo refinados, gas y petroquímicos de 4.4%, 4.5% y 5.6% respectivamente, (v) un aumento en los gastos de mantenimiento capitalizables en la línea de refinados y (vi) la apreciación del peso respecto al dólar que pasó de \$ 20.6640 al 31 de diciembre de 2016 a \$ 19.7867 al 31 de diciembre de 2017.

Las unidades de generadoras de efectivo en Pemex Transformación Industrial son centros procesadores que se agrupan de acuerdo a sus tipos de procesos en refinerías, complejos procesadores de gas y centros petroquímicos, estos centros producen distintos tipos de productos terminados para venta directa al cliente o productos intermedios que podrían ser procesados por el mismo negocio en otra de sus unidades generadoras de efectivo por un tercero. Cada centro de proceso de Transformación Industrial representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos para estar en posibilidades de determinar los flujos de efectivo a futuro (valor de uso).

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

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a las Unidades Generadoras de Efectivo de Pemex Transformación Industrial el valor neto de los flujos de efectivo se determinó con base en los siguientes supuestos:

Precio promedio del crudo	Refinación 51.30 usd	Gas N.A.	Petroquímicos N.A.
<u>Volumen procesado</u>	<u>767 mbd</u>	<u>3,085 mmpcd de gas húmedo</u>	<u>Variable debido a que los insumos de carga son diversos</u>
Tipo de cambio	\$ 19.7867 mxp/usd	\$ 19.7867 mxp/usd	\$ 19.7867 mxp/usd
Vida útil de las UGE's	Promedio 16 años	Promedio 9 años	Promedio 6 años
Tasa de descuento	11.53% anual	10.24% anual	9.71% anual
Periodo	2018-2034	2018-2029	2016-2024

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. Al 31 de diciembre de 2017, el valor de uso por cada una de las unidades generadoras de efectivo que presentan deterioro o reversa son los siguientes:

Refinería Minatitlán	\$ 32,531,925
Refinería Madero	11,420,952
Refinería Salina Cruz	12,051,597
Centro Petroquímico Cangrejera	17,544,825
Centro Petroquímico Independencia	3,146,413
Centro Procesador de Gas Arenque	1,283,201
Centro Procesador Matapionche	<u>1,074,729</u>
	<u>\$ 79,053,642</u>

Pro-Agroindustria, S. A. de C. V.

En Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. se reconoció un deterioro en el valor de los activos por \$ (4,206,653), correspondiente a las plantas de ácido nítrico, nitrato de amonio y UAN 32, que fueron adquiridas y cuya rehabilitación no ha iniciado. Por los compromisos financieros de esta compañía para los próximos cinco años, no se podrá desarrollar un plan alternativo para rehabilitar estos activos ociosos.

Unidades generadoras de efectivo que integran Fertilizantes

Las unidades generadoras de efectivo son las plantas las cuales son utilizadas para la producción de amoniaco.

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. El valor de uso de las plantas que presentaron deterioro fue de \$2,744,600. La tasa de descuento utilizada fue de 9.71%.

Por el periodo terminado al 31 de diciembre de 2017 se incluyen \$(1,935,500), por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por las Unidades Generadoras de Efectivo mencionadas anteriormente. El deterioro se presenta en un rubro por separado en el estado consolidado del resultado integral.

ii. En 2016, la reversa neta de deterioro se integra como se muestra a continuación:

	<u>(Deterioro)</u>	<u>Reversa de deterioro</u>	<u>Reversa neta de deterioro</u>
Exploración y Producción	\$ (16,872,238)	\$ 288,581,670	\$ 271,709,432
Transformación Industrial	(2,768,267)	55,267,148	52,498,881
Logística	-	5,829,520	5,829,520
Etileno	-	1,276,510	1,276,510
Total	\$ (19,640,505)	\$ 350,954,848	\$ 331,314,343

Unidad Generadora de Efectivo de Exploración y Producción

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

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

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

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

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

La producción total pronosticada durante este periodo es de 7,092 mmbpce calculada a un horizonte de 25 años.

En Pemex Exploración y Producción para la determinación del importe recuperable de los activos fijos se utilizan las reservas probadas (1P) con precios estimados a largo plazo. El monto recuperable de cada activo es el valor en uso.

Unidades Generadoras de efectivo que integran Pemex Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2016, Pemex Transformación Industrial reconoció una reversa neta de deterioro de \$ 52,498,881.

La reversa neta de deterioro se produjo en las siguientes unidades generadoras de efectivo:

Refinería Minatitlán	\$ 33,165,095
Refinería Madero	21,833,892
Centro Procesador de Gas Arenque	<u>268,161</u>
	<u>55,267,148</u>
Reversa de deterioro	
	(2,590,870)
Centro Petroquímico Cangrejera	(112,292)
Centro Petroquímico Independencia	<u>(65,105)</u>
Centro Procesador Matapionche	
	<u>(2,768,267)</u>
Total activos deteriorados	
	<u>\$ 52,498,881</u>
Reversa de deterioro neta	

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

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

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

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

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a las Unidades Generadoras de Efectivo de Pemex Transformación Industrial el valor neto de los flujos de efectivo se determinó con base en los siguientes supuestos:

	<u>Refinación</u>	<u>Gas</u>	<u>Petroquímicos</u>
Precio Promedio del crudo	52.30 usd	N.A.	N.A.
Volumen procesado			Variable debido a que los insumos de carga son diversos
Tipo de cambio	1,100 mbd	3,085 mmpcd de gas húmedo	\$ 20.6640 mpx/usd
Vida útil de las UGE's	\$ 20.6640 mpx/usd	\$ 20.6640 mpx/usd	\$ 20.6640 mpx/usd
Tasa de descuento	Promedio 14 años	Promedio 10 años	Promedio 4 años
Periodo	12.06% anual	10.72% anual	10.29% anual
	2016-2033	2018-2029	2016-2024

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. Al 31 de diciembre de 2016, el valor de uso por cada una de las unidades generadoras de efectivo que presentan deterioro o reversa son los siguientes:

Refinería Minatitlán	\$ 43,856,284
Refinería Madero	33,961,120
Refinería Salina Cruz	36,057,410
Centro Petroquímico Cangrejera	2,441,686
Centro Petroquímico Independencia	1,706,687
Centro Procesador de Gas Arenque	473,499
Centro Procesador Matapionche	<u>572,909</u>
	<u>\$ 119,069,595</u>

Unidad generadora de efectivo Logística

Las unidades generadoras de efectivo son los ductos, buques, terminales de almacenamiento y el equipo de transporte terrestre, los cuales son utilizados para el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

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

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

Unidad generadora de efectivo Etileno

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron las ventas y los ingresos por servicios. La tasa de descuento utilizada fue de 10.29%.

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, los activos adquiridos a través de arrendamiento capitalizable se integran como se menciona a continuación:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Inversión en buque tanques y equipo de perforación	\$ 11,142,197	\$ 11,142,197
Menos depreciación acumulada	<u>(1,696,089)</u>	<u>(1,274,314)</u>
	<u>\$ 9,446,108</u>	<u>\$ 9,867,883</u>

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

<u>Años</u>	<u>Pesos</u>	<u>US\$</u>
2018	\$ 1,867,411	US\$ 94,377
2019	1,192,496	60,268
2020	1,192,496	60,268
2021	1,192,496	60,268
2022	1,192,496	60,268
2023 y posteriores	<u>2,158,559</u>	<u>109,091</u>
	8,795,954	444,540
Menos intereses no devengados a corto plazo	331,412	16,749
Menos intereses no devengados a largo plazo	<u>843,480</u>	<u>42,630</u>
Total arrendamiento capitalizable	7,621,062	385,161
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)	<u>1,543,881</u>	<u>78,026</u>
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	<u>\$ 6,077,181</u>	<u>US\$ 307,135</u>

El gasto por intereses sobre arrendamiento capitalizable, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 fue de \$ 418,883, \$ 500,654 y \$ 450,760 , respectivamente.

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

- i. Tasa de 7.96% términos nominales (1.11 en términos reales al 31 de diciembre de 2017).
 - ii. Tasa de 7.96% términos nominales (4.45% en términos reales al 31 de diciembre de 2016).
 - iii. Tasa de 7.96% términos nominales (5.71% en términos reales al 31 de diciembre de 2015).
- g. Ciertos activos de infraestructura utilizados para las actividades de petróleo y gas están garantizando el monto recibido de US\$ 1,100,000 y US\$ 600,000 por operaciones de venta y posterior arrendamiento firmados el 17 de junio y 8 de julio de 2016, respectivamente. (ver Nota 15).
- h. PEMEX realiza actividades de exploración y extracción a través de Contratos de Exploración y Extracción (CEE). Los CEE son adjudicados de manera individual, en consorcio o asociación en participación con base en lineamientos aprobados por la CNH y se clasifican en:
- Contratos de Producción Compartida;
 - Contratos de Utilidad Compartida;
 - Contratos de Licencia; y
 - Contratos de Servicios.

Algunos CEE son operados a través de acuerdos de operación conjunta, en los cuales PEMEX reconoce sus estados financieros, ambos, los derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, así como los ingresos y gastos relacionados con estos acuerdos.

Los CEE al 31 de diciembre de 2017 son:

- a. Contratos de producción compartida
- i. Contrato para la Extracción de Hidrocarburos (Aguas Someras), Área Contractual Ek-Balam.

El objeto del contrato es la ejecución de actividades petroleras, bajo el contrato de producción compartida, entre, México a través del Ejecutivo Federal por conducto de la CNH y por otra parte Pemex Exploración y Producción, como contratista del área contractual, a su exclusivo costo y riesgo, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la Industria y los términos y condiciones del contrato, a cambio de recibir las contraprestaciones en favor del contratista.

La proporción de participación en la propiedad, para Pemex Exploración y Producción es del 100%.

- ii. Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 2 Tampico Misantla, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción y DEA.

El objeto del contrato es la realización de actividades petroleras, bajo el contrato de producción compartida, por parte del contratista dentro del área contractual, a su exclusivo costo y riesgo, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la Industria y los términos y condiciones del contrato, a cambio de recibir las contraprestaciones en favor del contratista.

Pemex Exploración y Producción y DEA tienen una participación de 50% para cada uno. La condición de operador estará a cargo de Pemex Exploración y Producción.

Para este contrato se requiere de una inversión total de US\$ 45,230, de los cuales US\$ 36,520 corresponden a actividades exploratorias a realizar en el periodo 2017-2021.

- iii. Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 8 Cuencas del Sureste, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción y EPC Hidrocarburos México, S. A. de C. V. (EPC)

Pemex Exploración y Producción fue designada por las Empresas Participantes con la aprobación de la CNH, como operadora de este contrato quién deberá cumplir con las obligaciones como contratista derivadas del contrato en nombre y representación de cada una de las empresas participantes. Sin perjuicio de lo anterior, todos los aspectos operacionales de las actividades petroleras serán llevados a cabo únicamente por el operador por cuenta de todas las empresas participantes.

La proporción de participación en la propiedad, es del 50% para Pemex Exploración y Producción y 50% para EPC.

b. Contratos de licencia

- i. La naturaleza de la relación del contrato es la ejecución de actividades petroleras, en virtud del cual se otorga a BHP Billiton el derecho de explorar y extraer a su exclusivo costo y riesgo los hidrocarburos propiedad de la Nación, quién deberá cumplir con las obligaciones derivadas del contrato en nombre y representación de cada una de las empresas firmantes en el área contractual de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la industria y los términos y condiciones del contrato.

BHP Billiton obtuvo el 60% del área contractual, mientras que Pemex Exploración y Producción obtuvo el 40%.

- ii. Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas conformado por Inpex, Chevron y Pemex Exploración y Producción en el área contractual 3 "Cinturón Plegado Perdido"

La naturaleza del contrato es la realización de las Actividades Petroleras bajo la modalidad de contratación de licencia en virtud del cual se otorga al contratista el derecho a explorar, y extraer a su exclusivo costo y riesgo los hidrocarburos propiedad del estado de conformidad con la normatividad aplicable. Chevron fue designado por las empresas participantes con la aprobación de la CNH, como operador de este contrato en nombre y representación de cada una de las empresas participantes.

Chevron, Pemex Exploración y Producción e Inpex tienen una participación de 33.3334%, 33.3333% y 33.3333%, respectivamente en este proyecto.

Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2017	Producción compartida			Licencia		Total
	EK / Balam	Bloque 2	Bloque 8	Trion	Bloque 3	
Ingresos:						
Ventas netas	\$ 7,009,464	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 7,009,464
Costo de ventas	<u>5,447,955</u>	<u>5,953</u>	<u>4,845</u>	-	<u>511</u>	<u>5,459,264</u>
Rendimiento (pérdida) bruto	1,561,509	(5,953)	(4,845)	-	(511)	1,550,200
Otros ingresos (gastos), neto	4,852	-	-	-	-	4,852
Gastos de administración	<u>34,338</u>	-	-	-	-	<u>34,338</u>
Rendimiento (pérdida) de operación	1,532,023	(5,953)	(4,845)	-	(511)	1,520,714
Impuestos, derechos y otros	<u>158,347</u>	-	-	-	-	<u>158,347</u>
Rendimiento (pérdida) neto	<u>\$ 1,373,676</u>	<u>\$ (5,953)</u>	<u>\$ (4,845)</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ (511)</u>	<u>\$ 1,362,367</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ -	\$ 20	\$ 25	\$ -	\$ -	\$ 45
Cuentas por cobrar	-	<u>1,013</u>	<u>1,804</u>	-	<u>327</u>	<u>3,144</u>
Total activo circulante	-	1,033	1,829	-	327	3,189
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	<u>14,869,906</u>	-	-	<u>4,498,234</u>	<u>1,107,311</u>	<u>20,475,451</u>
Total del activo	<u>14,869,906</u>	<u>1,033</u>	<u>1,829</u>	<u>4,498,234</u>	<u>1,107,638</u>	<u>20,478,640</u>
Proveedores	796,300	-	-	-	-	796,300
Impuestos y derechos por pagar	973	-	-	-	-	973
Otros pasivos circulantes	<u>4,391</u>	<u>1,809</u>	<u>2,369</u>	-	-	<u>8,569</u>
Total pasivo circulante	<u>801,664</u>	<u>1,809</u>	<u>2,369</u>	-	-	<u>805,842</u>
Total del pasivo	<u>801,664</u>	<u>1,809</u>	<u>2,369</u>	-	-	<u>805,842</u>
Patrimonio (déficit), neto	<u>\$ 14,068,242</u>	<u>\$ (776)</u>	<u>\$ (540)</u>	<u>\$ 4,498,234</u>	<u>\$ 1,107,638</u>	<u>\$ 19,672,798</u>

13. Activos intangibles

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el saldo de los activos intangibles equivale a \$ 9,088,563 y \$ 8,639,242 respectivamente corresponde a los pozos no asignados a una reserva, la cual se muestra a continuación:

	2017	2016
Pozos no asignados a una reserva:		
Saldo al inicio del año	\$ 8,639,242	\$ 14,304,961
Incrementos en obras en construcción	20,553,952	20,526,300
Deducciones contra gastos	(3,663,986)	(9,798,246)
Deducciones contra activo fijo	<u>(16,440,645)</u>	<u>(16,393,773)</u>
Saldo al final del año	<u>\$ 9,088,563</u>	<u>\$ 8,639,242</u>

Adicionalmente PEMEX reconoció los gastos referentes a pozos no exitosos directamente en el estado consolidado del resultado integral por \$ 2,500,638 y \$ 19,307,838 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente.

14. Documentos por cobrar a largo plazo y otros activos

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se integra por:

a. Documentos por cobrar a largo plazo

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Pagarés emitidos por el Gobierno Federal	\$ 147,274,076	\$ 140,578,871
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	<u>1,218,833</u>	<u>8,028,731</u>
Documentos por cobrar a largo plazo	<u>\$ 148,492,909</u>	<u>\$ 148,607,602</u>
Pagarés emitidos por el Gobierno Federal		
	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Total de pagarés	\$ 149,796,282	\$ 142,124,620
Menos: porción circulante de los documentos por cobrar ⁽¹⁾	<u>2,522,206</u>	<u>1,545,749</u>
	<u>\$ 147,274,076</u>	<u>\$ 140,578,871</u>

⁽¹⁾ La porción circulante de los pagarés y los rendimientos por cobrar están registrados en las cuentas por cobrar en el renglón de deudores diversos. (ver Nota 7).

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

De acuerdo con las disposiciones mencionadas y previas a la finalización de la revisión del experto mencionado, el 24 de diciembre de 2015, el Gobierno Federal emitió a través de la SHCP, un pagaré provisional no negociable por \$50,000,000 con vencimiento el 31 de diciembre de 2050. El pagaré devengaba una tasa de interés de 6.93% anual. Al 31 de diciembre de 2015, este título se reconoció como un documento por cobrar a largo plazo, una vez concluida la revisión del experto nombrado por la SHCP.

El 5 de agosto de 2016, Petróleos Mexicanos recibió pagarés emitidos por el Gobierno Federal por \$ 184,230,586, a su valor de descuento al 29 de junio de 2016, como parte de la asunción de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación de Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias, a cambio del pagaré de \$ 50,000,000 entregado a Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015. El 15 de agosto de 2016, Petróleos Mexicanos intercambió \$47,000,000 de estos pagarés por títulos de deuda del Gobierno Federal a corto plazo, conocidos como Bonos de Desarrollo del Gobierno Federal (Bondes D). Petróleos Mexicanos vendió dichos Bonos D a instituciones de la Banca de desarrollo a precios de mercado.

PEMEX reconoció un incremento en el patrimonio por \$ 135,439,612 como resultado del valor de descuento de \$ 184,230,586 de los pagarés al 29 de junio de 2016, menos \$ 50,000,000 del pagaré recibido por Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015, más \$ 1,209,026 en el incremento del valor de descuento de los pagarés del 29 de junio de 2016 al 15 de agosto de 2016, fecha en que fueron recibidos los mismos (ver Nota 21).

Los pagarés emitidos por el Gobierno Federal no son negociables y tienen un valor de descuento total de \$147,274,076 al 31 de diciembre de 2017. PEMEX tiene la intención de conservarlos hasta su vencimiento. Estos pagarés serán convertidos en efectivo anualmente de acuerdo a su valor de descuento a su vencimiento desde 2018 hasta 2042 y con tasas de rendimiento que van del 4.65% a 7.03% como sigue:

<u>Número de pagarés</u>	<u>Vencimiento</u>	<u>Tasa de rendimiento</u>	<u>Monto del Principal (valor de descuento)</u>
1	2018	4.65%	\$ 2,522,206
1	2019	5.14%	3,580,302
1	2020	5.39%	4,421,320
1	2021	5.57%	5,238,081
1	2022	5.74%	5,804,485
5	2023-2027	5.87% a 6.32%	34,196,434
5	2028 a 2032	6.47% a 6.81%	35,338,617
5	2033 a 2037	6.85% a 7.03%	32,789,697
5	2038 a 2042	7.02% a 6.94%	<u>25,905,140</u>
Total de pagarés			149,796,282
Menos: porción circulante			<u>2,522,206</u>
Total de pagarés emitidos por el Gobierno Federal a largo plazo			<u>\$ 147,274,076</u>

Durante el periodo de enero a diciembre 2017, los rendimientos devengados de los pagarés ascendieron a \$9,233,950, cifra que fue reconocida como ingreso financiero en el estado consolidado de resultados integral.

Las tasas de rendimiento de estos pagarés se encuentran predeterminadas y se mantendrán fijas durante la vida de los mismos y hasta su vencimiento. Por lo tanto, las tasas fijas podrían no reflejar las condiciones de tasas de interés de mercado a la fecha de vencimiento de cada pagaré. Asimismo, se considera que estos pagarés no tienen riesgo de incumplimiento, ya que fueron emitidos por el Gobierno Federal en pesos.

Al 31 de diciembre de 2017 el remanente por \$ 22,217,300, que corresponde al saldo del ejercicio 2016 de la aportación de \$ 47,000,000 que otorgó el Gobierno Federal, fue aportado al Fondo Laboral PEMEX (FOLAPE) en el periodo enero - junio de 2017, en el marco del presupuesto de gasto autorizado para el ejercicio fiscal 2017.

Asimismo, el pagaré con vencimiento en 2017 fue aportado al Fondo en el mes junio de 2017 por un importe de \$ 1,562,288.

b. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el saldo de otros activos se integra como sigue:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Pagos anticipados	\$ 4,683,117	\$ 2,558,767
Licencias	2,162,151	1,813,605
Derechos de vía	1,967,304	1,940,157
Otros	<u>2,672,605</u>	<u>3,200,116</u>
	<u>\$ 11,485,177</u>	<u>\$ 9,512,645</u>

15. Deuda

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2017 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 17 de noviembre de 2016, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$ 28,000,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta US\$ 7,100,000. PEMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total establecido en dicha Ley de Ingresos de la Federación (\$ 150,000,000 equivalente a US\$ 8,055,900).

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó en su sesión celebrada el 8 de julio de 2016, las Disposiciones sobre las características generales y políticas para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos y Entidades Subsidiarias de conformidad con lo dispuesto en el artículo 106 fracción I de la Ley de Petróleos Mexicanos

Posteriormente, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con fundamento en el artículo 13 fracción XXVI de la Ley de Petróleos Mexicanos, aprobó la propuesta global de financiamiento para el ejercicio fiscal 2017.

Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- a. El 14 de febrero de 2017, Petróleos Mexicanos colocó en los mercados internacionales de capital un monto de € 4,250,000 en tres bonos bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C: i. € 1,750,000 a tasa fija de 2.5% y vencimiento en agosto de 2021, ii. € 1,250,000 a tasa fija de 3.75% y vencimiento en febrero de 2024 y iii. € 1,250,000 a tasa fija de 4.875% y vencimiento en febrero de 2028.
- b. El 6 de abril de 2017, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por un monto de US\$132,000 a tasa fija de 5.25% con vencimiento en abril 2024.
- c. El 15 de mayo de 2017, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por un monto de US\$400,000 a tasa flotante más 165 puntos base con vencimiento en mayo de 2020. Se dispuso en dos tramos de US\$200,000 cada uno (el 24 de mayo y 14 de julio de 2017).
- d. El 16 de junio de 2017, Petróleos Mexicanos incrementó el programa de emisión de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de US\$ 72,000,000 a US\$ 92,000,000.
- e. El 17 de julio de 2017, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de US\$ 1,950,000 con vencimiento en 2020.
- f. El 18 de julio de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una colocación en los mercados internacionales de capital por US\$ 5,000,000 en dos tramos bajo el programa de Pagarés de Mediano plazo Serie C. El cierre de la emisión se llevó a cabo el 18 de julio de 2017: i) US\$ 2,500,000 de reapertura del bono a tasa fija de 6.50% y vencimiento en marzo de 2027; ii) US\$ 2,500,000 de reapertura del bono a tasa fija de 6.75% y vencimiento en septiembre de 2047.
- g. El 21 de julio de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una oferta pública con la que compró un total de US\$ 922,485, de sus bonos remanentes al 5,750% con vencimiento en 2018, US\$ 644,374, de sus bonos remanentes al 3.500% con vencimiento en 2018 y US\$ 172,591 de sus bonos remanentes al 3.125% con vencimiento en 2019.
- h. El 16 de noviembre de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por £ 450,000, a tasa de 3.75% con vencimiento en 2025.
- i. El 18 de diciembre de 2017, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito bilateral por US\$ 200,000, a tasa flotante de LIBOR más 165 puntos con vencimiento en 2020.

- j El 21 de diciembre de 2017 Petróleos Mexicanos dispuso de US \$300,000, de una línea de crédito bilateral a una tasa flotante LIBOR más 175 puntos con vencimiento en 2022.

Todas las operaciones de financiamiento fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017, PMI HBV obtuvo US\$15,141,500 de líneas de crédito revolventes y pagó US\$14,914,000. El monto pendiente de pago fue de US\$227,500.

Al 31 de diciembre de 2017, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por US\$ 6,700,000 y \$ 23,500,000 de los cuales están disponibles US\$ 5,400,000 y \$ 23,500,000, respectivamente.

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2016 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 18 de noviembre de 2015, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$ 110,500,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta US\$ 8,500,000. PEMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total establecido en dicha Ley de Ingresos de la Federación (\$ 240,550,000 equivalente a US\$ 15,722,000).

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

Posteriormente, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con fundamento en el artículo 106 fracción I de la Ley de Petróleos Mexicanos, aprobó la propuesta global de financiamiento para el ejercicio fiscal 2016, el 10 de julio de 2015.

Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- a. El 25 de enero de 2016, Petróleos Mexicanos llevó a cabo el incremento del programa de emisión de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 52,000,000 a US\$ 62,000,000.
- b. El 4 de febrero de 2016, Petróleos Mexicanos emitió un bono por US\$ 5,000,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 62,000,000 en tres tramos: US\$ 750,000 con vencimiento en febrero de 2019 y un cupón de 5.5%, US\$ 1,250,000 con vencimiento en febrero de 2021 y un cupón de 6.375%, US\$ 3,000,000 con vencimiento en agosto de 2026 y un cupón de 6.875%. La emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- c. El 5 de febrero de 2016, Petróleos Mexicanos obtuvo un préstamo de una línea de crédito por \$ 7,000,000 con tasa TIIE más 0.55%, pagado en enero de 2017.
- d. El 15 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos emitió un bono por € 2,250,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US \$62,000,000 en dos tramos: € 1,350,000 con vencimiento en marzo de 2019 y un cupón de 3.75%, € 900,000 con vencimiento en marzo de 2023 y un cupón de 5.125%. Los bonos emitidos bajo este programa están garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- e. El 17 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito simple por un monto de \$ 2,000,000 a tasa variable (TIIE de 28 días más 52 puntos base), con un plazo de 12 meses, pagado en marzo de 2017.

- f. El 17 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito simple por un monto de \$ 3,300,000 a tasa variable (TIIE de 28 días más 52 puntos base), con un plazo de 12 meses, pagado en marzo de 2017.
- g. El 23 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos realizó una nueva emisión de certificados bursátiles por \$ 5,000,000 en tasa variable (TIIE de 28 días más 135 puntos base), con vencimiento en octubre de 2019. Al 31 de diciembre de 2016, la emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- h. El 28 de marzo de 2016, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito simple por un monto de \$ 9,700,000 a tasa variable (TIIE de 28 días más 31 puntos base), con un plazo de 12 meses, pagado en marzo de 2017.
- i. El 19 de abril de 2016, Petróleos Mexicanos dispuso de una línea de crédito simple por un monto de € 500,000 a tasa fija de 5.11% y vencimiento en marzo de 2023.
- j. El 31 de mayo de 2016, Petróleos Mexicanos obtuvo US\$ 300,000 de una línea de crédito garantizada con una agencia de crédito a la exportación a tasa variable (LIBOR 6 meses más 135 puntos base), con vencimiento en mayo de 2021.
- k. El 14 de junio de 2016, Petróleos Mexicanos emitió un bono por F 375,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C dos tramos: F 225,000 con vencimiento en junio de 2018 y un cupón de 1.5%, F 150,000 con vencimiento en diciembre de 2021 y un cupón de 2.375%. Los bonos emitidos bajo este programa están garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- l. El 17 de junio de 2016, Pemex Exploración y Producción recibió aproximadamente US\$ 1,100,000 con relación a la venta y posterior arrendamiento de ciertos activos de infraestructura utilizados para las actividades de petróleo y gas (ver Nota 12-g). Como parte de esta operación, Pemex Exploración y Producción firmó un contrato de arrendamiento financiero a 15 años, que tendrá una duración en gran parte en la vida económica del activo, a una tasa de 8.38%, en donde éste mantendrá la operación de estos activos y el título y propiedad de los mismos será transferida a Pemex Exploración y Producción al final de este periodo una vez que haya pagado el precio acordado. Esta operación fue reconocida como actividad de financiamiento debido a que PEMEX mantiene todos los riesgos y beneficios asociados con la propiedad del activo y sustancialmente todos los derechos de operación del mismo.
- m. El 8 de julio de 2016, Pemex Transformación Industrial recibió aproximadamente US\$ 600,000 con relación a la venta y posterior arrendamiento de una planta localizada en la refinería de Madero. Como parte de esta operación, Pemex Transformación Industrial firmó un contrato de arrendamiento financiero a 20 años, en virtud del cual mantendrá la operación de esta planta y el título de propiedad de la misma será transferida a Pemex Transformación Industrial al final de este periodo una vez que haya pagado el precio acordado. Esta operación fue reconocida como actividad de financiamiento debido a que PEMEX mantiene todos los riesgos y beneficios asociados con la propiedad del activo y sustancialmente todos los derechos de operación del mismo.
- n. El 26 de julio de 2016, Petróleos Mexicanos colocó ¥ 80,000,000 a una tasa de rendimiento al vencimiento de 0.54% y con vencimiento en julio de 2026. Esta operación está garantizada por el Banco Internacional de Corporación Japones.
- o. El 21 de septiembre de 2016, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por US\$ 4,000,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US\$ 62,000,000 en dos tramos: US\$ 2,000,000 con vencimiento en septiembre de 2023 y un cupón de 4.625%, US\$ 2,000,000 con vencimiento en septiembre de 2047 y un cupón de 6.750%. La emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

- p. El 3 de octubre de 2016, Petróleos Mexicanos realizó una oferta de compra e intercambio conforme a la cual (i) compró US\$ 687,725 sus Bonos remanentes a 8.000% con vencimiento en 2019 y US\$ 657,050 adicional del principal remanente a 5.750% con vencimiento en 2018 y (ii) intercambio de a) US\$ 73,288 de sus Bonos remanentes a 5.750% con vencimiento en 2018 por US\$ 69,302 de principal de sus notas a 4.625%, con vencimiento en 2023 y US\$ 8,059 de Bonos a 6.750% con vencimiento en 2047 y (b) US\$ 1,591,961 de principal remanente a 5.500% con vencimiento en 2044 por US\$ 1,491,941 de principal de sus Bonos a 6.750% con vencimiento en 2047. Los Bonos a 4.625% con vencimiento en 2023 y los Bonos a 6.750% con vencimiento en 2047, están garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios y representan reapertura de los Bonos a 4.625% y 6.750% con vencimiento en 2023 y 2047, respectivamente, emitidos originalmente el 21 de septiembre de 2016.
- q. El 6 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos incrementó el programa de emisión de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de US\$ 62,000,000 a US\$ 72,000,000.
- r. El 13 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la colocación de un bono de US\$ 5,500,000 bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C en tres tramos: US\$ 3,000,000 a tasa fija de 6.50% y vencimiento en marzo de 2027, US\$ 1,500,000 a tasa fija de 5.375% y vencimiento en marzo de 2022, US\$ 1,000,000 a tasa variable (libor más 365 puntos base) y vencimiento en marzo de 2022. Al 31 de diciembre de 2016, la emisión está garantizada por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.
- s. El 14 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito simple por un monto de US\$ 300,000 a tasa variable (libor más 165 puntos base) y amortizable en diciembre de 2019.

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016, PMI HBV obtuvo y pagó de líneas de crédito revolventes por US\$ 11,369,800. Al 31 de diciembre de 2016, no había monto pendiente de pago.

Al 31 de diciembre de 2016, Petróleos Mexicanos contaba con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por US\$ 4,750,000 y \$ 23,500,000, de los cuales están disponibles US\$ 4,630,000 y \$ 3,500,000, respectivamente.

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

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

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 2017, la deuda documentada se integra como se muestra a continuación:

	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.35% a 3.65%	Varios hasta 2047	\$ 1,138,845,231	US\$ 57,556,097
Crédito al comprador	Libor más 0.85%	Varios hasta 2018	25,722,710	1,300,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.35% a 3.81%, Libor más 0.24% a 1.75%	Varios hasta 2025	64,974,389	3,283,741
Crédito directo	Tasa fija de 5.25% a 5.44% y Libor más 1.65%	Varios hasta 2020	43,141,231	2,180,315
Crédito sindicado	Libor más 0.85%	Varios hasta 2020	39,347,774	1,988,597
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2023	3,451,629	174,442
Arrendamiento financiero	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2025	7,621,062	385,161
Financiamiento por venta y posterior arrendamiento (Ver actividades de financiamiento de 2016 inciso l) y m)) (4)	Tasa fija de 0.45% y 0.7%	Varios hasta 2036	<u>32,677,268</u>	<u>1,651,476</u>
Total en dólares estadounidenses			<u>1,355,781,294</u>	<u>US\$ 68,519,829</u>
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.875% a 5.5%	Varios hasta 2030	287,386,195	€ 12,097,975
Crédito directo	Tasa fija de 2.1 y 5.11%	Varios hasta 2023	<u>11,879,379</u>	<u>500,081</u>
Total en euros			<u>299,265,574</u>	<u>€ 12,598,056</u>
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2026	<u>30,541,407</u>	<u>¥ 173,827,018</u>
En pesos				
Certificados bursátiles	Certificados de la Tesorería de la Federación (CETES) TIIE menos 0.06% a 1.35% y tasa fija de 7.19% y 9.1%	Varios hasta 2026	149,564,918	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIE más 0.85% a 1.25%	Varios hasta 2025	28,597,423	
Crédito sindicado	TIIE más 0.95	Varios hasta 2025	<u>33,646,107</u>	
Total en pesos			<u>211,808,448</u>	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	<u>57,197,211</u>	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 1.5% a 8.25%	Varios hasta 2025	<u>47,148,936</u>	
Total del principal en moneda nacional	(2)		2,001,742,870	
Más:			32,078,624	
Intereses devengados			<u>4,053,577</u>	
Documentos por pagar a contratistas	(3)			
Total principal e intereses de la deuda			<u>2,037,875,071</u>	
Menos:			122,957,558	
Vencimiento a corto plazo de la deuda			2,173,285	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo	(3)			
Intereses devengados			<u>32,078,624</u>	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			<u>157,209,467</u>	
Deuda a largo plazo (Nota 16-c.)			<u>\$ 1,880,665,604</u>	

Al 31 de diciembre de 2016, la deuda documentada se integra como se muestra a continuación:

	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.125% a 9.5% y Libor más 0.35% a 2.02%	Varios hasta 2046	\$ 1,131,389,914	US\$ 54,751,738
Crédito al comprador	Libor más 0.8% a 0.85%	Varios hasta 2016	2,479,680	120,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.35% a 5.45%, Libor más 0.01% a 1.71%	Varios hasta 2021	84,711,684	4,099,481
Crédito directo	Tasa fija de 5.44% y Libor más 1%	Varios hasta 2018	33,100,587	1,601,848
Crédito sindicado	Libor más 0.85%	Varios hasta 2020	41,056,571	1,986,865
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2023	4,339,826	210,019
Arrendamiento financiero	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2025	9,559,060	462,595
Financiamiento por venta y posterior arrendamiento (Ver actividades de financiamiento de 2016 inciso l) y m)) (4)	Tasa fija de 0.45% y 0.7%	Varios hasta 2036	35,513,114	1,718,598
Total en dólares estadounidenses			<u>1,342,150,436</u>	<u>US\$ 64,951,144</u>
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.125% a 6.375%	Varios hasta 2030	196,317,016	€ 9,058,388
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2%	Varios hasta 2016	10,836,200	500,000
Total en euros			<u>207,153,216</u>	<u>€ 9,558,388</u>
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2023	30,800,746	¥ 173,809,300
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 1.56% a 2.56%	Varios hasta 2017	517,286	2,919,056
Total en yenes			<u>31,318,032</u>	<u>¥ 176,728,356</u>
En pesos				
Certificados bursátiles	Certificados de la Tesorería de la Federación (CETES) TIIE menos 0.06% a 0.35% y tasa fija de 7.19% y 9.15%	Varios hasta 2026	\$ 173,151,985	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIE más 0.55% a 1.25%	Varios hasta 2025	45,563,848	
Crédito sindicado	TIIE más 0.95	Varios hasta 2025	38,538,961	
Crédito revolving	TIIE más 0.55	En 2016	20,000,000	
Total en pesos			<u>277,254,794</u>	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	53,703,421	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 2.5% a 8.25%	Varios hasta 2022	36,786,665	
Total del principal en moneda nacional	(2)		1,948,366,564	
Más:				
Intereses devengados			27,815,467	
Documentos por pagar a contratistas	(3)		6,988,699	
Total principal e intereses de la deuda			<u>1,983,170,730</u>	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			144,169,619	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo	(3)		4,181,102	
Intereses devengados			27,815,467	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			<u>176,166,188</u>	
Deuda a largo plazo (Nota 16-c.)			<u>\$ 1,807,004,542</u>	

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 en adelante	Total
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 157,209,467	\$ 159,403,397	\$ 209,915,748	\$ 185,307,669	\$ 158,761,145	\$ 1,167,277,645	\$ 2,037,875,071

	<u>2017 (i)</u>	<u>2016 (i)</u>
Movimientos de la deuda:		
Saldo al inicio del año	\$ 1,983,170,730	\$ 1,493,381,835
Captaciones - instituciones financieras	704,715,468	829,579,084
Captaciones - arrendamiento financiero	-	21,924,053
Amortizaciones	(639,950,041)	(613,377,146)
Intereses devengados	117,644,548	98,847,751
Intereses pagados	(108,910,417)	(88,757,428)
Variación cambiaria	(16,685,439)	243,182,764
Primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	<u>(2,109,778)</u>	<u>(1,610,183)</u>
Saldo al final del año	<u>\$ 2,037,875,071</u>	<u>\$ 1,983,170,730</u>

- (i) Estos saldos incluyen documentos a pagar de Contratos de Obra Pública Financiada ("COPF") los cuales no generaron flujo de efectivo.
- (1) Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, las tasas de interés eran las que siguen: LIBOR tres meses 1.69428% y 0.99789%, respectivamente; LIBOR seis meses 1.83707% y 1.31767%, respectivamente; TIIIE a 28 días 7.6241% y 6.1066%, respectivamente; TIIIE a 91 días 7.6556% y 6.1875%, respectivamente; Cetes a 28 días 7.22% y 5.69%, respectivamente; Cetes a 91 días 7.36% y 5.96%, respectivamente; Cetes a 182 días 7.53% y 6.09% respectivamente.
- (2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2017 y 2016, de bancos extranjeros fue de \$ 1,701,363,406 y \$ 1,600,968,832, respectivamente.
- (3) Los documentos por pagar a contratistas se incluyen en el rubro de deuda a corto y largo plazo y se detallan como se muestra a continuación:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b)	\$ 4,053,577	\$ 6,988,699
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	<u>2,173,285</u>	<u>4,181,102</u>
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	<u>\$ 1,880,292</u>	<u>\$ 2,807,597</u>

- (a) PEMEX tiene celebrados COPF (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hidrocarburos y las obras ejecutadas son propiedad de Pemex Exploración y Producción. En los COPF el contratista administra y mantiene la ejecución de las obras a su propio costo, las cuales se clasifican en desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el saldo pendiente de pago era de \$ 1,678,843 y \$ 3,986,565, 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 2017 y 2016, el saldo era de \$ 2,374,734 (US\$ 120,017) y \$ 3,002,134 (US\$ 145,283), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

<u>Año</u>	<u>US\$</u>
2018	US\$ 25,267
2019	25,267
2020	25,267
2021	25,267
2022	<u>18,949</u>
Total	<u>US\$ 120,017</u>

- (4) PEMEX obtuvo financiamientos con relación a la venta y posterior arrendamiento de ciertos activos de infraestructura, así como una planta, que expiran en diferentes fechas hasta 2036.

Esta operación fue reconocida como actividad de financiamiento debido a que PEMEX mantiene todos los riesgos y beneficios asociados con la propiedad del activo y sustancialmente todos los derechos de operación del mismo.

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

<u>Años</u>	<u>Pesos</u>	<u>US\$</u>
2018	\$ 3,957,317	US\$ 199,999
2019	3,886,037	196,396
2020	3,886,037	196,396
2021	3,886,037	196,396
2022	3,886,037	196,396
2023 y posteriores	<u>39,450,325</u>	<u>1,993,781</u>
	58,951,790	2,979,364
Menos intereses no devengados a corto plazo	2,399,475	121,267
Menos intereses no devengados a largo plazo	<u>23,875,047</u>	<u>1,206,621</u>
Total arrendamiento capitalizable	32,677,268	1,651,476
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)	<u>1,557,842</u>	<u>78,732</u>
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	<u>\$ 31,119,426</u>	<u>US\$ 1,572,744</u>

- (5) Al 31 de diciembre 2017 y 2016, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Dólar estadounidense	\$ 19.7867	\$ 20.6640
Yen japonés	0.1757	0.1772
Libra esterlina	26.7724	25.3051
Euro	23.7549	21.6724
Franco suizo	20.2992	20.1974
Dólar canadiense	15.7858	15.2896
Dólar australiano	15.4752	14.8842

16. Instrumentos financieros derivados

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

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

Los IFD aprobados son negociados principalmente en el mercado OTC (Over the Counter), sin embargo, pueden ser utilizados instrumentos de mercados organizados. Para el caso de PMI Trading, los IFD son negociados en CME-Clearport.

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

Como parte del marco normativo en materia de administración de riesgos financieros, PEMEX cuenta con normatividad donde se definen las contrapartes elegibles para la negociación de IFD y otros instrumentos financieros.

Asimismo, algunas de las compañías subsidiarias PMI han implementado un marco normativo en materia de administración de riesgos de mercado sobre productos (commodities) que incluye políticas, lineamientos y procedimientos para la administración del riesgo asociado a sus actividades comerciales de hidrocarburos, esto de acuerdo con las mejores prácticas de la industria, como son: 1) el uso de IFD con propósitos de cobertura económica, 2) segregación de funciones, 3) mecanismos de medición y monitoreo como la generación diaria de reportes de riesgo, el cálculo del valor en riesgo (VaR) y 4) límites de VaR por unidad de negocio y global, y límites de pérdida (stop-loss). Asimismo, PMI Trading cuenta con un subcomité de administración de riesgos que supervisa las operaciones con IFD.

Dado que los IFD vigentes de PEMEX han sido contratados con fines de mitigación de riesgos, es decir, tienen el propósito económico de cobertura, no existe la necesidad de establecer límites de riesgo de mercado.

Para los portafolios en los que se pueda presentar una exposición al riesgo de mercado, la normatividad en materia de administración de riesgos financieros determina el establecimiento y monitoreo de límites de riesgo, como son el VaR y Capital en Riesgo ("CaR" - una agregación del valor razonable o Mark to Market "MtM" y Pérdidas y Ganancias "P&G").

PEMEX cuenta con Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura que Pemex Transformación Industrial ofrece a sus clientes nacionales, en los que se establece la aplicación de garantías, así como la determinación de líneas de crédito. Para los IFD en mercados organizados, se opera bajo los requerimientos de margen del propio mercado, por lo que no se cuenta con una política interna.

Los IFD que PEMEX contrata con sus contrapartes financieras no están sujetos a un contrato que considere intercambio de colaterales. Sin embargo, el marco regulatorio establece que se promuevan estrategias de mitigación de riesgo de crédito, como el intercambio de colaterales.

A. Administración de Riesgos

I. Riesgo de Mercado

i. Riesgo de tasa de interés

PEMEX está expuesto a fluctuaciones en las tasas de interés de las posiciones en pasivo a tasa variable de algunos de sus instrumentos financieros. Las tasas a las que se tiene exposición son la London Interbank Offered Rate (LIBOR) en dólares y la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) en pesos. Al 31 de diciembre de 2017, aproximadamente 15.6% 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 2017, PEMEX tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nocional agregado de US\$ 1,623,750, a una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.35% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 7.3 años.

De manera análoga, con el fin de eliminar la volatilidad asociada a las tasas de interés variable de los financiamientos a largo plazo, PMI NASA tiene contratados swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nocional remanente de US\$ 71,936, a una tasa fija promedio ponderada de 4.17% y plazo a vencimiento promedio de 4.41 años.

Por otro lado, PEMEX invierte en pesos y dólares, de acuerdo a la normativa interna aplicable, a través de portafolios constituidos con distintos objetivos, buscando rentabilidad sujeta a parámetros de riesgo que acotan la probabilidad de pérdida de capital. Los recursos de estos portafolios tienen por objeto cumplir con las obligaciones de PEMEX en pesos y en dólares.

Las inversiones de los portafolios de PEMEX se encuentran expuestas a riesgos de tasas de interés nacionales e internacionales, a la sobretasa de instrumentos gubernamentales y no gubernamentales, y a la paridad UDI/MXP. Sin embargo, dichos riesgos están acotados mediante el establecimiento de límites de riesgo de mercado.

ii. Riesgo de tipo de cambio

Los Ingresos de Pemex están denominados, prácticamente en su totalidad, en dólares. Una cantidad significativa de estos se deriva de las exportaciones de petróleo crudo y de algunos productos del petróleo, cuyos precios se determinan y son pagaderos en dólares. Adicionalmente, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del IEPS, cuotas, estímulos y otros conceptos, así como las ventas del gas natural y sus derivados, del gas licuado del petróleo y de los petroquímicos, están indexados a los precios internacionales denominados en dólares para estos productos.

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 establece 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.

Por lo tanto, PEMEX prioriza las emisiones de deuda en dólares, sin embargo esto no siempre es posible por lo que, la deuda emitida en divisas internacionales es cubierta a través de IFD, ya sea con swaps para convertir dicha deuda a dólares o mediante otros IFD, con el fin de mitigar la exposición al riesgo de tipo de cambio. El resto de la deuda se encuentra denominada en pesos o en UDIs, y en el caso de la deuda denominada en UDIs, la mayor parte se ha convertido a pesos a través de IFD con el fin de eliminar la exposición al riesgo inflacionario.

Como consecuencia de lo anterior, toda la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar cuenta con estrategias de mitigación de riesgo cambiario. PEMEX ha seleccionado estrategias que permitan adicionalmente reducir el costo de fondeo manteniendo, en algunos casos, parte de este riesgo descubierto cuando así se evalúa conveniente.

Las divisas subyacentes de los IFD son el euro, el franco suizo, el yen, la libra esterlina y el dólar australiano contra el dólar americano, y la UDI contra el peso.

En 2017, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nocional agregado de \$ 6,291,969. En 2016, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo cambiario originado en obligaciones de la deuda denominada en euros y francos suizos, por un monto nocional agregado de US\$ 3,459,236 y el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nocional agregado de \$ 1,077,101.

La mayoría de los swaps de moneda contratados por PEMEX son *plain vanilla*, excepto un swap contratado en 2004 para cubrir exposición al euro, mismo que venció durante 2016. Este swap se denominó como swap "extinguible" y fue contratado con el objetivo de poder contar con cobertura para obligaciones que, en su momento, se adquirieron a largo plazo. La principal característica de este tipo de IFD era que, ante la ocurrencia de alguno de los eventos de incumplimiento (*default*) especificados en la confirmación, el swap termina anticipadamente sin ninguna obligación de pago para las partes involucradas. Este swap tenía un monto nocional de US\$ 1,146,410.

Por otro lado, en 2017, se contrataron, sin costo, tres estructuras de opciones denominada *Seagull Option* con el objetivo de realizar la cobertura de riesgo del nocional de tres emisiones de deuda en euros por un nocional agregado de €4,250,000, con dichas estructuras se protege la exposición corta en euros ante una apreciación del euro contra el dólar, en un rango específico, y se cuenta con el beneficio de su depreciación hasta un tipo de cambio determinado para cada emisión. Mientras que, para cubrir el riesgo cambiario originado por los cupones de dichas emisiones, se contrataron swaps de moneda sin intercambio de nocional, por el monto total de las emisiones.

Además, se contrató, sin costo, una estructura conformada por un swap de moneda y la venta de un call con el objetivo de realizar la cobertura de riesgo del nocional de una emisión de deuda en libras esterlinas por £ 450,000, garantizando una protección completa hasta un tipo de cambio determinado y protección parcial por encima de dicho nivel.

En 2016 se contrató, sin costo, una estructura de opciones denominada *Seagull Option* con el objetivo de realizar la cobertura de riesgo del nocional de una emisión de deuda en yenes por ¥ 80,000, manteniendo los cupones en la moneda original (Tasa de cupón de 0.5% anual). Con dicha estructura se protege la exposición corta en yenes ante una apreciación del yen (JPY) contra el dólar, en un rango determinado, y se cuenta con el beneficio de su depreciación hasta un tipo de cambio determinado.

PEMEX registró, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 un rendimiento (pérdida) cambiaria por \$ 23,184,122, \$ (254,012,743) y \$ (154,765,574), respectivamente, que incluye principalmente la variación cambiaria de la deuda por \$ 16,685,439, \$ (243,182,764) y \$ (152,554,454), respectivamente; la mayor parte de la variación cambiaria de la deuda no impactó los flujos de efectivo. Lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 89.4% (principal solamente), al 31 de diciembre de 2017, está denominada en divisa distinta al peso, por lo que la apreciación del peso dio como resultado la utilidad cambiaria. Las ganancias o (pérdidas) 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. El rendimiento cambiario de 2017 se debió a la apreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 20.6640 por US\$ 1.00 a un tipo de cambio de \$ 19.7867 por US\$ 1.00 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017. La pérdida cambiaria de 2016 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 17.2065 por US\$ 1.00 a un tipo de cambio de \$ 20.6640 por US\$ 1.00 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016. La pérdida cambiaria de 2015 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$ 14.7180 por US\$ 1.00 a un tipo de cambio de \$ 17.20650 por US\$ 1.00 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015.

Por otro lado, algunas de las compañías subsidiarias PMI enfrentan riesgo de mercado generado por fluctuaciones del tipo de cambio, por lo que cuentan con políticas autorizadas por los Consejos de Administración de varias de sus compañías, que estipulan que los activos financieros denominados en una moneda distinta a la funcional serán inferiores al 5% de los activos financieros, excepto en los casos en que se tenga una obligación de pago en una moneda distinta a la funcional. En línea con lo anterior, ocasionalmente algunas de las compañías subsidiarias PMI contratan IFD de tipo de cambio con el propósito de mitigar el riesgo asociado a su deuda denominada en una moneda distinta a la moneda funcional de la compañía.

En lo que respecta a PMI Trading, la mayor parte de los flujos de efectivo se generan por el comercio de productos refinados, petroquímicos y gases líquidos con PEMEX y con terceros en el mercado internacional, cuyos precios son determinados y pagaderos en dólares. La mayor exposición cambiaria de PMI Trading se deriva del fondeo para el pago de impuestos en pesos, así como por costos denominados en moneda local.

PMI Trading considera que puede administrar el riesgo generado por el pago de impuestos en moneda local sin la necesidad de contratar instrumentos de cobertura, dado que la exposición a este riesgo es marginal comparada con el flujo total en su moneda funcional. Asimismo, en caso de que exista riesgo de tipo de cambio en sus operaciones comerciales, PMI Trading puede implementar medidas de mitigación de riesgo, a través de la ejecución de IFD.

iii. Riesgo de precio de hidrocarburos

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

Las exportaciones y las ventas domésticas de PEMEX están directa o indirectamente relacionadas con los precios internacionales de los hidrocarburos, por lo que PEMEX está expuesto a las fluctuaciones de estos precios. En términos de petróleo y gas natural, de acuerdo con el régimen fiscal actual, parte de este riesgo se transfiere al Gobierno de México.

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

La exposición de PEMEX ante los precios de los hidrocarburos es parcialmente mitigada mediante coberturas naturales entre los flujos de entrada y los de salida.

A partir de 2016, como resultado de los cambios en el régimen fiscal que le aplica a PEMEX, la sensibilidad a los precios del crudo disminuyó. No obstante, PEMEX trabajó en estrategias de cobertura para los años siguientes, con el fin de reducir la exposición ante las caídas en los precios del petróleo.

Durante el mes de abril de 2017, PEMEX implementó una cobertura petrolera con el objetivo de contar con una protección parcial de sus flujos de efectivo ante caídas del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación por debajo del nivel establecido en la Ley de Ingresos de la Federación. Se cubrieron 409 mil barriles día para los meses de mayo a diciembre de 2017 con un costo de US\$ 133,503. Como resultado de la ejecución de la cobertura, PEMEX obtuvo un ingreso de US\$ 205,705.

Durante el cuarto trimestre de 2017, PEMEX implementó una cobertura petrolera con el objetivo de proteger parcialmente sus flujos de efectivo, correspondientes al ejercicio fiscal 2018, ante caídas del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación por debajo del nivel establecido en la Ley de Ingresos de la Federación 2018. Se cubrieron 440 mil barriles día para los meses de enero a diciembre de 2018 con un costo de US\$ 449,898.

En 2015, PEMEX llevó a cabo coberturas a través de IFD tipo swap sobre el precio de importación del propano, para una porción del volumen total de importación del año, dichas operaciones se contrataron con vencimiento en 2015. Durante 2017 y 2016, PEMEX no realizó coberturas de este tipo.

Por otro lado, como servicio adicional a la oferta del suministro de gas natural, Pemex Transformación Industrial ofrece a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de IFD sobre gas natural, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio del gas natural. Hasta 2016, para llevar a cabo este servicio, Pemex Transformación Industrial contrataba 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. contrataba IFD con la posición opuesta a los IFD ofrecidos a Pemex Transformación Industrial con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A partir de 2017, Pemex Transformación Industrial debe contratar con Petróleos Mexicanos la posición opuesta a la ofrecida a sus clientes, en sustitución de Mex Gas Supply, S.L., sin embargo al 31 de diciembre de 2017 no se habían realizado operaciones bajo este esquema. Por lo anterior, Pemex Transformación Industrial mantiene una exposición al riesgo de mercado prácticamente nula. Estos portafolios cuentan con límites de VaR y Capital en Riesgo con el fin de acotar la exposición a riesgo de mercado.

PMI Trading enfrenta riesgo de mercado generado por las condiciones de compra y venta de productos refinados y líquidos del gas natural y por la volatilidad de sus precios, por lo cual frecuentemente lleva a cabo operaciones con IFD para mitigar dicho riesgo, reduciendo así la volatilidad de sus resultados.

iv. Riesgo de precio de títulos accionarios de terceros

Al 31 de diciembre de 2017 Petróleos Mexicanos no registra participación accionaria en compañías que no cotizan en bolsa, por lo que no existen IFD que correspondan a este concepto.

Durante el 2017, las compañías subsidiarias PMI liquidaron el total de su participación accionaria en Repsol, S. A. (Repsol), la cual equivalía a 23,416,219 acciones. Por lo que, al 31 de diciembre de 2017, PEMEX no registra participación accionaria y no existen IFD que correspondan a este concepto.

v. Cuantificación de riesgo de mercado

Con el fin de presentar la exposición al riesgo de mercado prevaleciente en los instrumentos financieros de PEMEX, a continuación se presentan los resultados de la cuantificación de riesgos que PEMEX realiza en apego a las prácticas internacionales de administración de riesgos.

Cuantificación de riesgo de tasa de interés

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un periodo de un año. El VaR de los portafolios incorpora el riesgo de tasas y sobretasas. Adicionalmente, para los portafolios en moneda nacional, el VaR incluye el riesgo de variaciones en la inflación implícita en los títulos denominados en UDI. Para la gestión de los portafolios, el riesgo de tasa de interés se encuentra acotado a través de límites de VaR.

El VaR de los portafolios de inversión de PEMEX al 31 de diciembre de 2017 es de \$ (10.82) para el portafolio de Tesorería MXP, de \$ (44.95) para el portafolio de FOLAPE, de \$ (7.17) para el portafolio de FICOLAVI, de \$ (544.32) para el portafolio de Tesorería MXP administrado por OFINSA y de US\$ 0.00 para el portafolio de Tesorería USD.

Además de encontrarse expuesto a un riesgo de tasa de interés en los IFD en los que está obligado a realizar pagos en tasa flotante, los IFD de PEMEX se encuentran expuestos a una volatilidad en el MtM por la variación en las curvas de tasas de interés utilizadas en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y de los financiamientos a un incremento de 10 puntos base (pb) paralelo sobre curvas cupón cero. El incremento de 10pb permite estimar de manera sencilla el impacto para valores proporcionales a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieros.

Para el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad tanto a las curvas con las que se valúan los IFD (Curvas Interbancarias), como con las curvas con las que se estimó el valor justo de la deuda (Curvas PEMEX). Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo no son utilizadas en la gestión, dado que PEMEX no tiene la intención de realizar prepagos de su deuda o cancelar sus derivados anticipadamente, no está expuesto al riesgo de tasa de interés derivado de sus obligaciones en tasa fija.

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

<u>Divisa</u>	Curvas Interbancarias		Sensibilidad <u>neto</u>	Curva PEMEX
	<u>Sensibilidad financiamiento</u>	<u>Sensibilidad derivados</u>		<u>Sensibilidad financiamiento</u>
En miles de dólares				
Franco suizo	3,144	(3,144)	-	3,030
Euro	100,081	(84,962)	15,119	82,839
Libra esterlina	7,691	(7,073)	618	6,587
Yen	8,542	(3,972)	4,571	6,877
Peso	43,774	2,039	45,813	42,012
UDI	16,496	(11,586)	4,911	15,453
US\$	785,508	89,880	875,388	416,052

En el cálculo de las cifras del cuadro anterior se incluyeron los *FX Swaps*, los cuales no se contrataron como cobertura de deuda.

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 2017, 2016 y 2015, 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 2017 hubiera sido mayor en \$ 704,011, la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido mayor en \$ 841,024 y la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido mayor en \$ 922,268, 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 2017 hubiera sido menor en \$ 704,011, la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido menor en \$ 841,024 y la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido menor en \$ 922,268, como consecuencia de un menor costo por interés.

Cuantificación de riesgo de tipo de cambio

Las inversiones de los portafolios de PEMEX no generan un riesgo cambiario debido a que los recursos de estos fondos sirven para cumplir con las obligaciones de PEMEX tanto en moneda nacional como en dólares.

Los IFD de moneda se contratan con fines de cobertura del riesgo de cambio de los flujos de los financiamientos que se encuentran denominados en monedas distintas al peso y al dólar, así como el riesgo inflacionario proveniente de flujos de los financiamientos en UDI. Sin embargo, derivado de su tratamiento contable, los resultados del ejercicio se encuentran expuestos a la volatilidad del MtM por la variación en los tipos de cambio utilizados en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tipo de cambio para los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y los financiamientos a un incremento de 1% en los tipos de cambio de las divisas respecto al dólar. El incremento de 1% permite estimar de manera sencilla el impacto para valores proporcionales a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieros.

De manera análoga a la cuantificación de riesgo de tasas de interés, en el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad cambiaria considerando tanto Curvas Interbancarias como Curvas PEMEX. Adicionalmente se muestra el VaR histórico de la posición abierta remanente a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un periodo de un año. Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo para llevar a cabo las actividades de gestión de riesgos del portafolio de deuda, se realizan periódicamente análisis cuantitativos con el fin de estimar la magnitud de la exposición al riesgo cambiario generada por emisiones de deuda. A partir de dichos análisis, PEMEX ha seleccionado como estrategia para mitigar el riesgo moneda la contratación de los IFD que se muestran en la tabla, en conjunto con los financiamientos a los que cubren:

Derivados de tasa y moneda

Divisa	Curvas Interbancarias			VaR 95% Neto	Curva PEMEX
	1% Financiamiento	1% Derivados	1% Neto		1% Financiamiento
En miles de dólares					
Franco suizo	(13,943)	13,943	-	-	(13,624)
Euro	(187,988)	165,894	(22,094)	(19,744)	(167,068)
Libra esterlina	(13,822)	13,042	(780)	(666)	(12,322)
Yen	(16,914)	11,470	(5,444)	(4,398)	(14,859)
Peso	(135,974)	1,409	(134,565)	(162,336)	(133,525)
UDI	(29,485)	25,358	(4,127)	(5,038)	(28,573)

Como se puede observar en el cuadro anterior, el riesgo cambiario de la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar se encuentra cubierto prácticamente en su totalidad por los IFD contratados. La exposición cambiaria al euro, a la libra y al yen es resultado de la delta de las estructuras de opciones antes descritas (Seagull Options y Calls).

En el cálculo de las cifras del cuadro anterior se incluyeron los FX Swaps, los cuales no se contrataron como cobertura de deuda.

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 2017, 2016 y 2015, 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 2017 hubiera sido mayor en \$ 149,669, la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido mayor en \$ 124,512 y la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido mayor en \$ 105,915, 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 2017 hubiera sido menor en \$ 149,669, la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido menor en \$ 124,512 y la pérdida neta del ejercicio 2015 hubiera sido menor en \$ 105,915, 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 por precio de hidrocarburos

En ocasiones Pemex Transformación Industrial enfrenta riesgo de mercado generado por las posiciones que quedan abiertas entre el portafolio de IFD ofrecidos a los clientes nacionales y las coberturas contratadas con contrapartes internacionales. Al 31 de diciembre de 2017, el portafolio de IFD de gas natural de Pemex Transformación Industrial no tiene exposición al riesgo de mercado.

En caso de existir exposición al riesgo de mercado, ésta se mide a través del VaR calculado a través de la metodología Delta-Gamma con un nivel de confianza del 95%, horizonte de 20 días y muestra de 500 observaciones, misma que se controla con el monitoreo del VaR y CaR acotados por límites establecidos.

Cabe señalar que no se realizó un análisis de sensibilidad para los instrumentos financieros denominados cuentas por cobrar y por pagar, como se definen en los estándares contables. Lo anterior, debido a que la liquidación de los mismos es de corto plazo, por lo que no se considera que exista un riesgo de mercado. La mayoría de estos instrumentos se encuentran referenciados al precio de los hidrocarburos.

En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y contrastados con los límites máximos aplicables a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

El VaR global asociado al riesgo de mercado sobre *commodities* de PMI Trading al 31 de diciembre de 2017, 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\$ (8,789); con un nivel mínimo de US\$ (4,720) registrado el 17 de octubre de 2017 y un máximo de US\$ (19,695) registrado el 4 de enero de 2017. Al 31 de diciembre de 2016, el VaR de la cartera global se ubicó en US\$ (23,198)

La cuantificación del riesgo de precio del crudo se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%. Al 31 de diciembre de 2017, éste se situó en US\$ (0), derivado del alza en el precio del crudo, la cobertura se encuentra *out of the money* al cierre de año.

II. Riesgo de contraparte o de crédito

Cuando el valor razonable de los IFD a cierta fecha es favorable para PEMEX, la Compañía se encuentra expuesta a perder dicho monto ante un evento de incumplimiento de las contrapartes. PEMEX monitorea la calidad crediticia de sus contrapartes y estima a su vez la exposición por riesgo de crédito de los IFD. Como estrategia de mitigación de riesgo, PEMEX realiza operaciones con instituciones financieras con una calificación crediticia mínima de BBB-, la cual es emitida y revisada periódicamente por agencias calificadoras de riesgo y, adicionalmente, procura mantener un portafolio diversificado de contrapartes.

Con el fin de estimar la exposición por riesgo de crédito de cada una de sus contrapartes financieras, PEMEX realiza el cálculo de la exposición potencial mediante la proyección de los distintos factores de riesgo utilizados en la valuación de cada IFD para la estimación del MtM a distintos plazos, considerando las cláusulas de mitigación de riesgo de crédito.

Por otro lado, PEMEX tiene contratados diversos swaps de moneda de largo plazo, utilizando como mitigadores de riesgo, cláusulas de *recouping* (mediante las cuales, los pagos en los swaps son ajustados cuando el MtM excede el umbral especificado en la confirmación del swap), que limitan la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a un umbral específico. Estas cláusulas de *recouping* se activaron durante 2017 en tres swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros y, durante 2016 en cinco swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en libras esterlinas. Esto resultó en el prepago del valor justo de los mismos y el reinicio de los términos del swap para que su valor razonable sea cero. Durante 2017 no se contrató ninguna operación con esta característica.

Adicionalmente, durante 2016 PEMEX contrató IFD con cláusulas de *mandatory early termination* (mediante las cuales, en una fecha determinada, independientemente del valor del MtM de la operación, se realiza la terminación anticipada del IFD con la liquidación del MtM correspondiente, pudiendo contratar el IFD con la misma contraparte o con una nueva), que reducen el riesgo crediticio generado por el plazo del IFD al acotarlo a una fecha específica. Al 31 de diciembre de 2017, PEMEX tiene contratados tres swaps de euro y dos estructuras *Seagull Option* de yen, con cláusulas de terminación en 2018 y 2021, respectivamente.

De acuerdo con la norma NIIF13 - "Medición del Valor Razonable", el valor razonable o MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorporan en el valor del instrumento las expectativas actuales de riesgo crediticio, reconociendo la probabilidad de incumplimiento de las contrapartes. Debido a lo anterior, PEMEX incorpora un Ajuste por Riesgo de Crédito (CVA por sus siglas en inglés) en el valor razonable de los IFD, de acuerdo a las mejores prácticas del mercado.

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

A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Petróleos Mexicanos

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
En miles de dólares							
A	257,424	976,230	1,298,11	1,314,29	578,548	482,959	-
A-	138,850	235,594	191,681	228,801	223,751	257,465	-
BBB+	310,705	-	1,540,01	1,349,31	1,243,898	1,115,559	78,831
BBB	2,183	18,626	20,064	18,092	-	-	-

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2017, la posición en moneda nacional de PEMEX de acuerdo con la calificación de las emisiones es la siguiente:

Calificación emisión*	Valor nominal
mxAAA	\$ 811,548
mxAA	200,876
mxA	271,275

*Calificación mínima entre S&P, Moody's y Fitch
Escala Nacional de corto plazo y largo plazo
No incluye Gobierno Federal

No se incluye la posición de los bonos del Gobierno Federal Mexicano en pesos, pues se considera que no tienen riesgo de incumplimiento en dicha divisa.

PEMEX mantenía una inversión en una nota estructurada ligada a riesgo UMS (*United Mexican States*) y emitida por una institución financiera estadounidense con calificación BBB+ con vencimiento en junio de 2016 por un valor nominal de US\$ 108,000. Al 31 de diciembre de 2017 PEMEX no registra inversiones en notas estructuradas.

Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD, Pemex Transformación Industrial, ha disminuido significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2017, Pemex Transformación Industrial mantiene un valor razonable, incluyendo primas diferidas, de \$ 1,464 para clientes con línea de crédito exenta de garantías y \$ 8,183 con los clientes que cuentan con línea de crédito garantizada. El importe total de las líneas de crédito exentas de garantías asciende a \$ 117,956 con un 1% de utilización, mientras que el importe total de líneas de crédito garantizadas asciende a \$ 930,199 con un 1% de utilización.

Al 31 de diciembre de 2017, la cartera vencida de las ventas de gas natural de los sectores industrial y distribuidor representó menos del 1% de las ventas totales de Pemex Transformación Industrial.

Al 31 de diciembre de 2017, Pemex Transformación Industrial mantiene operaciones con IFD con ocho clientes industriales, los cuales representan el 100% del volumen total (MMBtu) de IFD.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existe saldo a favor de Pemex Transformación Industrial por colaterales enviados a Mex Gas Supply, S.L., la filial de Pemex Transformación Industrial. Esto se debe a dos efectos: i) el precio del gas natural respecto a los precios pactados en las operaciones de cobertura ha mantenido el valor razonable por debajo de los límites establecidos en las líneas de crédito; ii) conforme los IFD fueron venciendo mes a mes, los clientes nacionales fueron pagando los resultados correspondientes a Pemex Gas y Petroquímica Básica ahora Pemex Transformación Industrial, quien a su vez utilizó estos recursos para responder a Mex Gas Supply, S.L. para solventar sus compromisos con las contrapartes internacionales.

De forma análoga a lo realizado para Petróleos Mexicanos, se estimó la exposición crediticia del portafolio de IFD que mantiene Pemex Transformación Industrial a través de Mex Gas Supply S.L. A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Pemex Transformación Industrial

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
En miles de dólares							
A	27	27	-	-	-	-	-
A-	541	541	306	-	-	-	-
BBB+	25	25	1	-	-	-	-

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

III. Riesgo de liquidez

Actualmente PEMEX, a través de la planeación de financiamientos y la compra-venta de dólares para el balanceo de las cajas, mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente tanto a sus gastos de operación e inversión, así como a otras obligaciones de pago. Con el objetivo de balancear las cajas, en diciembre de 2017 PEMEX contrató diez *FX Swaps* de tipo de cambio del peso contra el dólar por un monto notional agregado de US\$ 3,000,000.

Adicionalmente, PEMEX cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez. En pesos cuenta con dos líneas: una por \$ 3,500,000 y otra por \$ 20,000,000, con vencimientos en junio y noviembre de 2019, respectivamente. En dólares cuenta con tres opciones de financiamiento: la primera por US\$ 1,500,000 con vencimiento en diciembre 2019, la segunda por US\$ 3,250,000 con vencimiento en febrero 2020 y la última por US\$ 1,950,000 con vencimiento en enero 2021.

Finalmente, para el diseño de estrategias de inversión de sus portafolios, PEMEX selecciona los horizontes de tiempo considerando los requerimientos de flujo en cada divisa a fin de mantener la disponibilidad de los recursos.

Por otro lado, en algunas de las compañías subsidiarias PMI, el riesgo de liquidez está mitigado a través de diversos mecanismos; el más importante es la Tesorería Centralizada o "*In House Bank*", la cual tiene acceso a una línea sindicada de hasta US\$ 700,000 y excesos de capital en custodia. Adicionalmente, las compañías cuentan con acceso a líneas de crédito bilaterales con instituciones financieras hasta por un monto de US\$ 650,000.

Algunas de las compañías subsidiarias PMI monitorean sus flujos de efectivo en forma diaria y cuidan su calidad crediticia en los mercados financieros. El riesgo de liquidez se mitiga a través de la observancia de las razones financieras mínimas/máximas permisibles contempladas en las políticas aprobadas por sus Consejos de Administración.

Las siguientes tablas muestran un desglose de vencimientos, así como el valor razonable, del portafolio de deuda de PEMEX y los IFD al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

- Para las obligaciones de deuda, estas tablas presentan los flujos de efectivo del capital y tasas de interés promedio ponderadas para la deuda a tasa fija.
- Para swaps de tasa de interés, swaps de moneda, opciones de moneda y forward de moneda estas tablas presentan el monto del notional y el promedio ponderado de las tasas de interés esperadas (de acuerdo a lo contratado) a la fecha de vencimiento.

- Las tasas variables promedio ponderadas están basadas en las tasas forward implícitas en la curva de rendimiento del mercado interbancario en la fecha de reporte.
- Para gas natural, el volumen se presenta en millones de British thermal units (MMBtu), y el promedio fijado y precios de ejercicio son presentados en dólares por MMBtu.
- Para crudo, el volumen se presenta en millones de barriles, y el promedio fijado y precios de ejercicio son presentados en dólares por barril.
- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Bloomberg. Respecto a gas natural y crudo, las curvas forward y volatilidades implícitas se obtienen de la plataforma de Kiorex Risk Workbench.
- Los precios utilizados en las transacciones comerciales y en los IFD de PMI Trading son índices publicados por fuentes reconocidas y ampliamente utilizadas en el mercado internacional, como los son CME-NYMEX, Platts, Argus, entre otros.
- El valor razonable se calcula de manera interna, ya sea descontando los flujos de efectivo con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original o mediante otros modelos de valuación comúnmente utilizados en el mercado para ciertos instrumentos específicos.
- Para todos los instrumentos, las tablas muestran los términos de los contratos, con la finalidad de determinar flujos futuros, de acuerdo con sus fechas de vencimiento.

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

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2017 ⁽¹⁾

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2023 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
	2018	2019	2020	2021	2022			
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	\$ 53,465,817	\$ 59,498,256	\$ 60,290,621	\$ 95,232,448	\$ 84,076,050	\$ 808,836,547	\$ 1,161,399,739	\$ 1,213,404,769
Tasa de interés promedio (%)						19,296,607	5.7747%	18,040,398
Tasa fija (yenes)	-	-	-	-	-	11,952,816	1.3485%	24,381,394
Tasa de interés promedio (%)					9,345,839	21,298,655	5.7246%	171,683,692
Tasa fija (libras)	-	-	10,033,017	20,376,655	1,999,098	88,349,072	120,757,842	7.4876%
Tasa de interés promedio (%)						30,081,647	57,197,211	2.7458%
Tasa fija (pesos)	-	18,477,076	4,764,175	3,874,313	-	171,255,634	299,265,574	3.6736%
Tasa de interés promedio (%)							25,850,281	1.8387%
Tasa fija (UDL)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)								
Tasa fija (euros)	1,043	32,042,196	30,801,894	41,508,857	23,655,950	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)								
Tasa fija (francos suizos)	4,565,075	6,088,686	12,149,953	3,046,567	-	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)								
Tasa fija (dólares australianos)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa de interés promedio (%)								
Total de deuda a tasa fija	<u>58,031,935</u>	<u>116,106,214</u>	<u>118,039,660</u>	<u>164,038,840</u>	<u>119,076,937</u>	<u>1,129,772,323</u>	<u>1,705,065,909</u>	<u>1,841,578,940</u>
Tasa variable (dólares)	58,364,536	15,302,101	62,289,546	12,809,666	31,289,725	18,379,557	198,435,131	206,254,219
Tasa variable (yen)	-	-	11,244,800	-	-	-	11,244,800	11,361,079
Tasa variable (pesos)	<u>8,734,371</u>	<u>27,995,083</u>	<u>18,341,742</u>	<u>8,459,163</u>	<u>8,394,483</u>	<u>19,125,764</u>	<u>91,050,606</u>	<u>94,188,981</u>
Total de deuda a tasa variable	<u>67,098,907</u>	<u>43,297,184</u>	<u>91,876,088</u>	<u>21,268,829</u>	<u>39,684,208</u>	<u>37,505,321</u>	<u>300,730,537</u>	<u>311,804,280</u>
Deuda total	<u>\$ 125,130,842</u>	<u>\$ 159,403,398</u>	<u>\$ 209,915,748</u>	<u>\$ 185,307,669</u>	<u>\$ 158,761,145</u>	<u>\$ 1,167,277,644</u>	<u>\$ 2,005,796,446</u>	<u>\$ 2,153,383,220</u>

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 2017 de \$ 19.7867 = USD\$ 1.00; \$ 0.1757 = 1.00 Yen japonés; \$ 26.7724 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.934551 = 1.00 UDL; \$ 23.7549 = 1.00 Euro; \$ 20.2992 = 1.00 Franco suizo y \$ 15.4752 = 1.00 Dólar australianos.

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2016 ⁽¹⁾

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2022 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
	2017	2018	2019	2020	2021			
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	\$ 15,759,027	\$ 86,161,096	\$ 65,642,616	\$ 62,440,943	\$ 98,858,992	\$ 826,093,574	\$ 1,154,956,248	\$1,137,936,275
Tasa de interés promedio (%)							5.6541%	
Tasa fija (yenes)	517,286	-	-	-	-	19,459,306	19,976,592	17,336,203
Tasa de interés promedio (%)							1.3665%	
Tasa fija (libras)	-	-	-	-	-	8,825,434	8,825,434	11,373,345
Tasa de interés promedio (%)							8.2500%	
Tasa fija (pesos)	-	-	-	10,048,950	20,457,671	90,393,507	120,900,128	160,930,040
Tasa de interés promedio (%)							7.4878%	
Tasa fija (UDI)	-	-	17,319,897	4,464,787	3,630,557	28,288,180	53,703,421	50,809,979
Tasa de interés promedio (%)							4.0559%	
Tasa fija (euros)	26,006,880	-	29,198,138	28,061,554	-	123,886,644	207,153,216	216,100,006
Tasa de interés promedio (%)							3.9581%	
Tasa fija (francos suizos)	-	4,539,022	6,056,338	12,102,748	3,031,480	-	25,729,588	26,469,543
Tasa de interés promedio (%)							1.8385%	
Tasa fija (dólares australianos)	2,232,195	-	-	-	-	-	2,232,195	2,346,390
Tasa de interés promedio (%)							6.1250%	
Total de deuda a tasa fija	44,515,388	90,700,118	118,216,989	117,118,982	125,978,700	1,096,946,645	1,593,476,822	1,623,301,781
Tasa variable (dólares)	38,811,320	27,907,661	15,984,547	52,726,647	13,366,336	45,385,885	194,182,396	195,838,382
Tasa variable (yen)	-	-	-	11,341,440	-	-	11,341,440	11,025,531
Tasa variable (pesos)	65,024,075	8,742,191	28,007,709	18,347,872	8,468,176	27,764,693	156,354,666	158,109,920
Total de deuda a tasa variable	103,835,395	36,649,852	43,992,256	82,415,909	21,834,512	73,150,578	361,878,502	364,973,833
Deuda total	\$ 148,350,783	\$ 127,349,970	\$ 162,209,245	\$ 199,534,891	\$ 147,813,212	\$ 1,170,097,223	\$ 1,955,355,324	\$ 1,988,275,614

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2016 de \$ 20.664 = USD\$ 1.00; \$ 0.17721 = 1.00 Yen japonés; \$ 25.30513 = 1.00 Libra esterlina; \$ 5.562883 = 1.00 UDI; \$ 21.6724 = 1.00 Euro; \$ 20.19744 = 1.00 Franco suizo y \$ 14.88428 = 1.00 Dólar australianos.

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2017 ^{(1) (2)}

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2023 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
	2018	2019	2020	2021	2022			
Instrumentos de Cobertura ^{(2) (4)}								
IFD de tasa de interés								
Swaps de tasa de interés (Dólares americanos)								
Variable a fija	\$ 4,704,170	\$ 4,717,321	\$ 4,730,857	\$ 4,686,396	\$ 4,570,070	\$ 10,143,209	\$ 33,552,022	\$ 388,851
Tasa de pago promedio	3.16%	3.18%	3.20%	3.22%	3.26%	3.48%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	3.19%	3.44%	3.69%	3.81%	3.95%	4.48%	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	-	29,898,198	28,719,208	36,902,690	21,302,856	161,617,172	278,440,124	19,065,727
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	-	-	13,039,563	-	-	4,775,551	17,815,114	(1,670,533)
Recibe libras esterlinas/Paga Dólares americanos	-	-	-	-	10,310,216	11,706,999	22,017,215	1,151,096
Recibe UDI/Paga pesos	-	23,740,341	7,292,520	3,000,000	-	20,605,166	54,638,028	(4,720,592)
Recibe Francos Suizos/Paga Dólares americanos	4,535,474	6,501,082	11,548,658	2,994,374	-	-	25,579,588	400,316
Recibe Dólares Australianos/Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	-	-	-
Opciones de Moneda								
Compra put, Vende put y Vende call sobre yenes								
	-	-	-	-	-	14,046,320	14,046,320	48,715
Compra call, Vende call y Vende put sobre euros								
	-	-	-	41,567,998	-	59,382,855	100,950,853	4,919,444
Venta Call sobre libras esterlinas								
	-	-	-	-	-	12,031,728	12,031,728	(239,626)
Forward de Tipo de Cambio								
Recibe Dólares americanos / Paga pesos	59,360,100	-	-	-	-	-	59,360,100	(2,006,461)

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 2017 de \$ 19.7867 = USD\$ 1.00 y \$ 23.7549 = 1.00 euro.

(2) La Administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

(3) Los números positivos representan un valor razonable favorable a PEMEX.

(4) Las políticas y procedimientos de administración de riesgos de las compañías subsidiarias PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos, sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2016^{(1) (2)}

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2022 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
	2017	2018	2019	2020	2021			
Instrumentos de Cobertura^{(3) (4)}								
IFD de tasa de interés								
Swaps de tasa de interés (Dólares americanos)								
Variable a fija	\$ 4,899,645	\$ 4,912,743	\$ 4,926,477	\$ 4,940,613	\$ 4,894,180	\$ 15,365,634	\$ 39,939,292	\$ 164,716
Tasa de pago promedio	2.76%	2.66%	3.35%	3.83%	4.04%	4.57%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	2.95%	2.99%	3.03%	3.06%	3.11%	3.33%	N.A.	N.A.
Swaps de tasa de interés (pesos)								
Variable a fija								
Tasa de pago promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
IFD de divisas								
Swaps de moneda								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	34,775,198	-	31,223,821	29,992,556	-	133,024,913	229,016,488	(16,484,533)
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	532,711	-	-	17,697,534	-	4,987,289	23,217,534	(6,132,633)
Recibe libras esterlinas/Paga Dólares americanos	-	-	-	-	-	10,767,349	10,767,349	(211,207)
Recibe UDI/Paga pesos	-	-	23,740,341	3,540,220	3,000,000	14,313,198	44,593,759	(2,132,236)
Recibe Francos Suizos/Paga Dólares americanos	-	4,736,567	6,789,326	12,060,700	3,127,139	-	26,713,732	(789,449)
Recibe Dólares Australianos/Paga Dólares americanos	2,459,429	-	-	-	-	-	2,459,429	(126,796)
Opciones de Moneda								
Compra Put, Vende Put y Vende Call sobre yenes	-	-	-	-	-	14,133,580	14,133,580	(301,131)

N.A. = no aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2016 de \$ 20.664= USD\$ 1.00 y \$ 21.6724 = 1.00 euro.

(2) La Administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

(3) Los números positivos representan un valor razonable favorable a PEMEX.

(4) Las políticas y procedimientos de administración de riesgos de las compañías subsidiarias PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos, sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.

B. Valor razonable de los instrumentos financieros derivados

PEMEX evalúa periódicamente la exposición a los precios internacionales de hidrocarburos, tasas de interés y tipos de cambio del Grupo, y utiliza IFD como mecanismo para mitigar fuentes potenciales de riesgo.

PEMEX monitorea periódicamente el valor razonable de los IFD contratados. El valor razonable es un indicativo o estimación del precio al que una parte asumiría los derechos y las obligaciones de la otra, y se calcula para cada IFD a través de modelos utilizados por el mercado financiero internacional con insumos obtenidos de los principales sistemas de información y proveedores de precios, por lo que no requiere de un tercero independiente que lleve a cabo la valuación.

El portafolio de IFD de PEMEX está compuesto principalmente de swaps cuyo precio puede ser estimado por medio del descuento de flujos utilizando el factor apropiado y no contiene instrumentos exóticos que requieran aproximaciones numéricas para su valuación.

Derivados implícitos

PEMEX de conformidad a la política establecida, ha analizado los diferentes contratos celebrados y ha determinado que, de acuerdo a las cláusulas de los mismos, éstos no presentan todos los términos que requieran segregar al derivado implícito. De acuerdo con lo anterior, al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no se han reconocido efectos por derivados implícitos (por moneda o por índice).

Tratamiento contable

PEMEX contrata los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compromisos en firme, transacciones pronosticadas y a sus activos o pasivos reconocidos en el estado de situación financiera. Sin embargo, algunos de estos IFD no cumplen con los requerimientos de la norma contable para ser designados formalmente como instrumentos con fines de cobertura, por lo cual se contabilizan como operaciones con fines de negociación, aunque económicamente los flujos de efectivo generados por estos instrumentos se compensarán, eminentemente en el tiempo, con los flujos a generar por los activos o a liquidar por los pasivos a los cuales se encuentran asociados y por ende, todo el cambio en el valor razonable de estos instrumentos afecta directamente el rubro Rendimiento (costo) por instrumentos financieros derivados, neto, del estado consolidado del resultado integral.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el valor razonable neto de los IFD, vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones cerradas no realizadas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$ 12,367,475 y \$ (26,010,486), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nominal de los IFD del tipo OTC (over the counter), vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones cerradas no realizadas, al 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 Bloomberg. Respecto a gas natural y crudo, las curvas forward y volatilidades implícitas se obtienen de la plataforma de Kiodes Risk Workbench.
- El valor razonable se calcula de manera interna, ya sea descontando con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original o mediante otros modelos de valuación comúnmente utilizados en el mercado para ciertos instrumentos específicos.
- La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

IFD	Posición	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		Nacional	Razonable	Nacional	Razonable
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	\$ 16,695,028	\$ 79,448	\$ 20,018,250	\$ (90,451)
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 6M + spread	15,433,626	332,273	18,132,660	312,210
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nominal en UDI.	23,740,341	(4,504,151)	23,740,341	(4,815,373)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	30,897,687	(216,441)	20,853,418	2,683,138
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	4,775,551	134,461	5,520,000	(116,507)
	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.				
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	13,039,563	(1,804,993)	17,697,534	(6,016,126)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en GBP.	278,440,124	19,065,727	229,016,488	(16,484,533)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	11,706,999	590,113	-	-
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	10,310,216	560,982	10,767,349	(211,207)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en AUD.	25,579,588	400,316	26,713,732	(789,449)
Opciones de moneda	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en AUD.	-	-	2,459,429	(126,796)
Opciones de moneda	PEMEX Compra put, Vende put y Vende call sobre JPY	14,046,320	48,715	14,133,580	(301,131)
Opciones de moneda	PEMEX Compra call, Vende call y Vende put sobre EUR	100,950,853	4,919,444	-	-
Opciones de moneda	PEMEX Venta Call sobre GBP	12,031,728	(239,626)	-	-
Forward de Tipo de Cambio	PEMEX Paga MXP y Recibe USD	59,360,100	(2,006,461)	-	-
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	(51,724)	6,934	-	-
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	50,846	(6,114)	(160,214)	(25,145)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	18,625	398	157,545	27,869
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	(18,625)	(397)	73,653	11,548
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	1,423,368	(22,870)	(73,653)	(11,488)
				1,788,382	(57,043)
Subtotal				<u>\$ 17,337,760</u>	<u>\$ (26,010,486)</u>

IFD	Mercado	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Opciones de Crudo	153.56	\$ (5,010,187)	-	-	-

IFD	Mercado	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros	Bursátil	2.1	\$ (141,693)	-	-
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	1.3	(99,680)	4.1	\$ (688,016)

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

Tipos de cambio \$ 19.7867 y \$ 20.664 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$ 23.7549 pesos por euro al 31 de diciembre de 2017 y de \$ 21.6724 pesos por euro al 31 de diciembre de 2016.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, PEMEX reconoció una utilidad (pérdida) neta de \$ 25,338,324, \$ (14,000,987) y \$ (21,449,877), respectivamente, reportada en el rubro Rendimiento (costo) por instrumentos financieros derivados, neto, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación.

Las siguientes tablas corresponden al valor razonable de los IFD, que se muestra en el rubro Instrumentos financieros derivados del estado consolidado de situación financiera, en dicho rubro se registran tanto las posiciones vigentes o abiertas como las posiciones cerradas no realizadas, de PEMEX al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

	Derivados del activo Valor razonable	
	2017	2016
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Opciones de crudo	\$ 397,630	\$ -
Opciones de divisas	4,968,159	-
Opciones de gas natural	398	11,548
Swaps de divisas	24,126,452	4,503,550
Swaps de gas natural	7,003	30,162
Swaps de tasa de interés	411,721	312,210
Otros	202,091	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	30,113,454	4,857,470
Total activo	\$ 30,113,454	\$ 4,857,470

	Derivados en el pasivo Valor razonable	
	2017	2016
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Forwards	\$ (2,006,461)	\$ -
Opciones de crudo	(5,407,817)	-
Opciones de divisas	-	(301,131)
Opciones de gas natural	(397)	(11,488)
Swaps de divisas	(10,301,983)	(30,380,405)
Swaps de gas natural	(6,182)	(27,438)
Swaps de tasa de interés	(22,870)	(147,494)
Otros	(269)	-
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	(17,745,979)	(30,867,956)
Total pasivo	\$ (17,745,979)	\$ (30,867,956)
Total IFD neto	\$ 12,367,475	\$ (26,010,486)

La siguiente tabla representa el rendimiento (pérdida) neto por IFD reconocido en los estados consolidados del resultado integral de PEMEX por los años terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, y el cual se presenta en el rubro Rendimiento (costo) por instrumentos financieros derivados, neto.

Derivados no designados como instrumentos de cobertura	Importe del rendimiento (costo) reconocido en el estado consolidado de resultados integrales por instrumentos financieros derivados		
	2017	2016	2015
Forwards	\$ (1,976,241)	-	-
Futuros	(779,950)	\$ (1,925,969)	\$ 1,387,177
Opciones de crudo	(3,771,604)	-	-
Opciones de divisas	5,255,931	(298,789)	-
Opciones de gas natural	673	(671)	4,786
Swaps de divisas	27,747,290	(11,633,605)	(21,358,898)
Swaps de gas natural	1,780	831	4,355
Swaps de propano	-	(3,805)	(1,136,188)
Swaps de tasa de interés	(34,306)	(138,979)	(351,109)
Otros	(1,105,249)	-	-
Total	\$ 25,338,324	\$ (14,000,987)	\$ (21,449,877)

C. Jerarquías de valor razonable

PEMEX valúa sus IFD bajo metodologías estándar comúnmente aplicadas en los mercados financieros. Los supuestos e insumos utilizados por PEMEX se encuentran clasificados en el Nivel 2 de la jerarquía del valor razonable, tomando como base la descripción que a continuación se presenta.

Los valores razonables determinados por insumos del Nivel 1, utilizan precios cotizados en mercados financieros, para activos o pasivos idénticos. Los valores razonables determinados por los insumos del Nivel 2 están basados en precios cotizados para activos o pasivos similares en mercados financieros y en otros insumos, distintos a los precios cotizados, que se observan o aplican a esos activos o pasivos. Los insumos del Nivel 3 son insumos no observables para los activos o pasivos e incluyen situaciones en las que no existe o hay poca actividad en el mercado para éstos.

Se utilizan técnicas de valuación apropiadas, basadas en los insumos disponibles, para medir el valor razonable de los activos y pasivos de PEMEX.

Cuando están disponibles, PEMEX calcula el valor razonable usando insumos del Nivel 1, debido a que éstos generalmente proveen la evidencia más confiable del valor razonable.

Las tablas siguientes presentan información de los activos y pasivos financieros de PEMEX medidos a valor razonable e indican la jerarquía, de acuerdo con la definición anteriormente descrita, de los insumos utilizados para determinar el valor razonable al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Jerarquía del valor razonable			Total 2017
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Activos:				
Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ 30,113,454	\$ -	\$ 30,113,454
Activos financieros disponibles para la venta	-	1,056,918	-	1,056,918
Pasivos:				
Instrumentos financieros derivados	-	(17,745,979)	-	(17,745,979)
				Total 2016
Activos:				
Instrumentos financieros derivados	\$ -	\$ 4,857,470	\$ -	\$ 4,857,470
Activos financieros disponibles para la venta	6,463,096	2,417,123	-	8,880,219
Pasivos:				
Instrumentos financieros derivados	-	(30,867,956)	-	(30,867,956)

Cuando las cotizaciones de mercado no están disponibles para medir el valor razonable de los IFD de PEMEX, entonces, PEMEX utiliza insumos del Nivel 2 para calcular el valor razonable, los cuales están basados en cotizaciones provenientes de fuentes de información comerciales. Estas cotizaciones de mercado son ajustadas internamente usando modelos estándar de precios de mercado para IFD de tasa de interés, moneda, activos y commodities.

La siguiente tabla muestra el valor en libros y el valor razonable estimado del resto de los activos y pasivos financieros, los cuales no se valúan a valor razonable, al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	2017		2016	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 97,851,754	\$ 97,851,754	\$ 163,532,513	\$ 163,532,513
Cuentas por cobrar, neto	170,645,234	170,645,234	133,220,527	133,220,527
Documentos por cobrar a largo plazo	148,492,909	148,492,909	148,607,602	148,607,602
Pasivos:				
Proveedores	139,955,378	139,955,378	151,649,540	151,649,540
Cuentas y gastos acumulados por pagar	23,211,401	23,211,401	18,666,607	18,666,607
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	157,209,467	157,209,467	176,166,188	176,166,188
Deuda a largo plazo	1,880,665,604	1,996,173,753	1,807,004,542	1,812,109,426

El valor razonable de los activos y pasivos financieros presentados en la tabla anterior se muestran solo con carácter informativo.

El valor razonable de los activos financieros circulantes y de los pasivos a corto plazo es igual a su valor nominal, ya que debido a que su vencimiento es a corto plazo, el valor nominal es muy cercano al valor razonable correspondiente.

El valor razonable de la deuda a largo plazo se estima utilizando cotizaciones provenientes de importantes fuentes comerciales de información. Estas cotizaciones de mercado son ajustadas internamente usando modelos de precios estándar. Como resultado de los supuestos utilizados, los valores razonables estimados no necesariamente representan los términos reales en los cuales las operaciones existentes pueden ser liquidadas.

La información relativa a los rubros de efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, Cuentas por cobrar, activos financieros disponibles para la venta, documentos por cobrar a largo plazo y deuda se detalla en las siguientes Notas, respectivamente:

- Nota 6, Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido.
- Nota 7, Cuentas por cobrar, neto.
- Nota 10, Activos financieros disponibles para la venta.
- Nota 14, Documentos por cobrar a largo plazo y otros activos.
- Nota 15, Deuda.

17. Beneficios a los empleados

Hasta diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias tenían únicamente un plan de pensiones y jubilaciones de beneficio definido para el retiro de sus trabajadores, al cual éstos no contribuían. A partir de 2016, se cuenta además con un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida, en el que tanto Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias como el trabajador realizarán aportaciones a la cuenta individual del trabajador.

Los beneficios bajo el plan de beneficio definido se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo. Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias tienen establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos independientes y que incluyen la pensión por incapacidad y post mortem de la muerte de pensionados.

Para el plan de beneficio definido, Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias cuentan con fideicomisos para el fondeo de los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (presupuesto de operación) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones del propio fideicomiso.

Los montos totales reconocidos por estas obligaciones al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se muestran a continuación:

<u>Pasivo por Beneficios Definidos</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del año	\$ 1,241,072,307	\$ 1,202,624,665
Pasivo por otros beneficios a largo plazo	<u>17,363,815</u>	<u>17,784,771</u>
Pasivo por beneficios definidos al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera	<u>\$ 1,258,436,122</u>	<u>\$ 1,220,409,436</u>

El detalle de los beneficios se muestra a continuación:

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

<u>Pasivo por Beneficios Definidos</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Pasivo por beneficios definidos al inicio del período	\$ 1,202,624,665	\$ 1,258,480,019
Reconocimiento de las modificaciones al plan de pensiones	8,327	(571,713)
Costo laboral del Servicio Actual	13,079,341	23,111,918
Interés Neto	95,402,917	90,527,624
Costo por servicios pasados	-	(33,244)
Pago de beneficios definidos	(5,105,669)	(4,892,767)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	47,182,448	(149,533,263)
Cambios en supuestos Demográficos	(70,012,604)	4,842,109
Por experiencia durante el ejercicio	10,272,231	36,103,857
En activos durante el ejercicio	(453,206)	285,123
Remediciones	26,417	(1,742)
Contribuciones al fondo	(51,952,560)	(55,693,256)
Pasivo por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,241,072,307</u>	<u>\$ 1,202,624,665</u>

El monto de las pérdidas y (ganancias) actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo reconocidas en otros resultados integrales neto de impuesto sobre la renta diferido por \$ 12,038,710, generadas en el período 2017 y por \$ (106,387,640) en 2016, independientemente del incremento normal que sufrieron de un año a otro las obligaciones por concepto de cambios en la población, edad, antigüedad, salario, pensiones y prestaciones, obedecen, principalmente, a la disminución en las tasas de descuento y de rendimiento de los activos del plan, al pasar de 8.17% en 2016 a 7.89% en 2017.

<u>Cambios en los activos del plan</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Activos del plan al inicio del año	\$ 9,489,666	\$ 5,228,909
Rendimiento esperado de los activos	902,550	742,477
Pagos con cargo al fondo de pensiones	(54,312,270)	(51,889,821)
Contribuciones de la empresa al fondo	51,952,559	55,693,256
Ganancia / (Pérdida) actuarial de activos	453,187	(285,155)
Activos del plan al final del año	<u>\$ 8,485,692</u>	<u>\$ 9,489,666</u>

Los activos del plan están en dos fideicomisos denominados FOLAPE y Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (FICOLAVI), administrados por BBVA Bancomer, S. A. y tienen un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria.

La contribución esperada para el Fondo en Fideicomiso para el próximo período (2018) asciende a \$ 63,500,000 y los pagos esperados para 2018 son de \$ 62,337,560.

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

<u>Activos del Plan</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 135,757	\$ 5,906,660
Activos Financieros disponibles para la venta	1,034,178	2,694,291
Instrumentos de deuda	<u>7,315,757</u>	<u>888,715</u>
Suman los activos del plan,	<u>\$ 8,485,692</u>	<u>\$ 9,489,666</u>
<u>Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Obligaciones por beneficios definidos al inicio del año	\$ 1,212,114,331	\$ 1,263,708,928
Costo laboral del servicio actual	19,762,661	23,107,851
Costo financiero	96,331,015	91,270,383
Costo por servicios pasados	-	(33,244)
Pagos de beneficios definidos	(59,417,940)	(56,778,359)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral	(12,594,541)	(108,589,515)
Modificaciones al plan	(6,609,657)	(571,713)
Remediciones	(1,471)	-
Reducciones	<u>(26,399)</u>	<u>-</u>
Obligaciones por beneficios definidos al final del año	<u>\$ 1,249,557,999</u>	<u>\$ 1,212,114,331</u>

Debido a que al inicio y al final del período se presentó un déficit por obligaciones laborales, no se aplicó la prueba de techo.

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -12.46% y 15.72%, respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 21.93% y -16.80%, 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 2017).

Los efectos mencionados anteriormente fueron determinados considerando el método de crédito unitario proyectado, que es el mismo que se utilizó en la valuación anterior.

Las siguientes tablas presentan información de los activos del plan medidos a valor razonable e indican su jerarquía, conforme a lo establecido en la NIIF 13, al 31 de diciembre de 2017. y 2016.

<u>Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2017</u>				
	<u>Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)</u>	<u>Otros insumos observables significativos (nivel 2)</u>	<u>Insumos no observables significativos (nivel 3)</u>	<u>Total</u>
Activos del plan:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 135,757	\$ —	\$ —	\$ 135,757
Activos Financieros disponibles para la venta	1,034,178	—	—	1,034,178
Instrumentos de deuda	<u>7,315,757</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>7,315,757</u>
Total	\$ <u>8,485,692</u>	\$ <u>—</u>	\$ <u>—</u>	\$ <u>8,485,692</u>

<u>Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2016</u>				
	<u>Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)</u>	<u>Otros insumos observables significativos (nivel 2)</u>	<u>Insumos no observables significativos (nivel 3)</u>	<u>Total</u>
Activos del plan:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 5,906,660	\$ —	\$ —	\$ 5,906,660
Activos Financieros disponibles para la venta	2,694,291	—	—	2,694,291
Instrumentos de deuda	<u>888,715</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>888,715</u>
Total	\$ <u>9,489,666</u>	\$ <u>—</u>	\$ <u>—</u>	\$ <u>9,489,666</u>

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Tasa de incremento de los salarios	4.77%	4.77%
Tasa de incremento de las pensiones	3.75%	3.75%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	7.65%
Supuesto de inflación	3.75%	3.75%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	7.89%	8.17%
Duración promedio de la obligación (años)	18.40	17.67

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

Otros beneficios a largo plazo

Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias tienen establecidos otros planes de beneficios a largo plazo para sus trabajadores, a los cuales los empleados no contribuyen y que corresponden a la prima de antigüedad pagadera por invalidez, a la pensión post mortem (pagadera a la viuda del trabajador), servicio médico, gas y canasta básica por la muerte de trabajadores activos. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de separación. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes, se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

Los montos reconocidos por las obligaciones a largo plazo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

Cambios en el pasivo neto proyectado de Otros Beneficios a Largo Plazo	2017	2016
Pasivo/(Activo) por beneficios definidos al inicio del período	\$ 17,784,771	\$ 20,905,422
Cargo a resultados del período	3,277,847	3,420,158
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	878,516	(3,028,211)
Cambios en supuestos Demográficos	(1,015,274)	(119,982)
Por experiencia durante el ejercicio	(3,558,599)	(3,390,396)
Pagos de Beneficios	(3,446)	(2,220)
Pasivo por beneficios definidos al final del año	\$ 17,363,815	\$ 17,784,771

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

	2017	2016
Tasa de incremento de los salarios	4.77%	4.77%
Supuesto de inflación	3.75%	3.75%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	7.89%	8.17%
Duración promedio de la obligación (años)	18.40	17.67

Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determinó considerando la curva cupón cero gubernamental generada a partir de Bonos M y de los Cetes, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes.

18. Provisión para créditos diversos

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2017	2016
Provisión gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 12)	\$ 68,797,600	\$ 64,967,710
Provisión juicios en proceso (ver Nota 25)	7,812,689	15,119,692
Provisión gastos protección ambiental	11,067,134	8,230,476
	\$ 87,677,423	\$ 88,317,878

A continuación se muestra el análisis de la cuenta de provisión para taponamiento de pozos, juicios en proceso y gastos ambientales:

	Taponamiento de pozos	
	2017	2016
Saldo al inicio del año	\$ 64,967,710	\$ 56,894,695
Disminución de la provisión contra el activo fijo	(3,791,482)	(3,878,503)
Tasa de descuento contra resultados	7,774,000	11,968,966
Aplicación de la provisión	(152,628)	(17,448)
Saldo al final del año	\$ 68,797,600	\$ 64,967,710

	Juicios en proceso	
	2017	2016
Saldo al inicio del año	\$ 15,119,692	\$ 12,775,263
Incremento de la provisión contra resultados	2,835,357	3,049,202
Cancelación de la provisión contra resultados	(1,973,153)	(632,806)
Aplicación de la provisión	(8,169,207)	(71,967)
Saldo al final del año	\$ 7,812,689	\$ 15,119,692

	Gastos ambientales	
	2017	2016
Saldo al inicio del año	\$ 8,230,476	\$ 3,521,838
Incremento de la provisión contra resultados	3,203,982	6,118,454
Cancelación de la provisión	(312,937)	(1,347,285)
Aplicación de la provisión	(54,387)	(62,531)
Saldo al final del año⁽¹⁾	\$ 11,067,134	\$ 8,230,476

⁽¹⁾ PEMEX está sujeto al cumplimiento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, por lo que se llevan a cabo auditorías ambientales a algunas de sus instalaciones. Derivado de los resultados obtenidos en las auditorías terminadas, se han suscrito convenios con la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), para elaborar y cumplir con los diversos planes de acción, y corregir las irregularidades detectadas que consideran trabajos para remediar los daños ambientales causados, inversión en equipo, mantenimiento, mano de obra y materiales.

Provisiones para taponamiento

PEMEX crea una provisión para los costos futuros de taponamiento de las instalaciones de producción de petróleo y los oleoductos en forma descontada al momento de realizar dichas instalaciones.

La provisión para taponamiento representa el valor presente de los costos de taponamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas. Estas provisiones se han creado con base en las estimaciones internas de PEMEX. Con base en el entorno económico actual, se han realizado supuestos que, de acuerdo con la administración, constituyen una base razonable sobre la cual se estima el pasivo futuro. Estas estimaciones son revisadas con regularidad para tomar en cuenta cualquier cambio material en los supuestos. Sin embargo, los costos de taponamiento reales dependerán a la larga de los precios de mercado futuros para los trabajos de taponamiento necesarios, los cuales reflejarán las condiciones de mercado en el momento que se realicen los trabajos.

Además, el momento de taponamiento seguramente dependerá del momento en que los yacimientos dejen de tener producción, tasas económicamente viables, lo que, a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo y gas, los cuales son inherentemente inciertos.

19. Revelaciones al estado de flujo de efectivo

Las siguientes partidas no representan flujo de efectivo:

	31 de diciembre		
	2017	2016	2015
Actividades de operación			
Efecto en el patrimonio de beneficios a empleados ⁽ⁱ⁾	\$ 12,038,710	\$ 106,277,761	\$ 78,556,569
Costo neto del período del pasivo laboral ⁽ⁱ⁾	108,073,074	109,738,416	(62,549,142)
Actividades de inversión			
Activos financieros disponibles para la venta	5,564,130	207,817	(3,206,316)
Actividades de financiamiento			
Contratos de obra pública financiada	-	146,217,292	2,001,093
Efecto acumulado por conversión	(7,597,283)	21,386,902	13,262,101
Intereses devengados no pagados	8,734,131	9,326,945	4,816,784

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

Los cambios significativos ocurridos en los pasivos derivados de actividades de financiamiento se revelan en la Nota 15.

20. Impuestos y derechos

El 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, misma que entró en vigor el 1° de enero de 2015. Este ordenamiento establece a partir de esta última fecha el régimen fiscal para Petróleos Mexicanos aplicable a las asignaciones y a los contratos. Así mismo cada año se publica la Ley de Ingresos de la Federación que contiene ordenamientos específicos para Petróleos Mexicanos y las Empresas Subsidiarias.

Régimen fiscal aplicable a Asignaciones

El régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, consiste en los siguientes Derechos:

a. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC).

A partir del 1 de enero de 2015, Pemex Exploración y Producción está obligada a pagar el DUC.

Este derecho se determinó aplicando la tasa de 67.50% y 68.75% para 2017 y 2016 respectivamente, a la diferencia que resultó de disminuir el valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio (incluyendo el autoconsumo, mermas o quema), las deducciones permitidas por la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, entre las que se consideran parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos. Conforme a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, este derecho irá disminuyendo anualmente y a partir del 1 de enero de 2019, se establece una tasa de 65%.

Durante 2017 se causó DUC por un total de \$ 372,902,629, según cifras de la declaración anual normal de ejercicio 2017, misma que se presentó el 31 de marzo de 2018, el cual se acreditó de la siguiente forma: anticipos mensuales \$ 377,192,377 generando un saldo a favor por \$ 4,289,748, que se presenta en el rubro de cuentas por cobrar, neto, en el estado de situación financiera.

Durante 2016 Pemex Exploración y Producción causó DUC por un total de \$ 304,299,019, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de \$ 301,050,325, quedando un saldo a cargo por \$ 3,248,694 al cierre de diciembre 2016.

El resultado contable difiere del resultado fiscal para efectos del DUC, principalmente por diferencias en depreciación, gastos no deducibles y otros. Tales diferencias ocasionan un DUC diferido.

El cargo a resultados por derechos y otros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, se integra como sigue:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Derecho a la Utilidad Compartida (DUC)	\$ 372,902,629	\$ 304,299,019
DUC de años anteriores	2,095,429	-
Otros	260,775	514,356
Beneficio por DUC diferido	<u>(37,214,624)</u>	<u>(27,651,571)</u>
Total de DUC y otros	<u>\$ 338,044,209</u>	<u>\$ 277,161,804</u>

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
DUC diferido activo:		
Provisiones	<u>\$ 541,360,940</u>	<u>\$ 570,544,863</u>
Total de DUC diferido activo	<u>541,360,940</u>	<u>570,544,863</u>
DUC diferido pasivo:		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	<u>(455,697,786)</u>	<u>(473,406,721)</u>
Total de DUC diferido pasivo	<u>(455,697,786)</u>	<u>(473,406,721)</u>
Activo diferido neto	85,663,154	97,138,142
Reserva de activo diferido ⁽¹⁾	<u>(20,796,959)</u>	<u>(69,486,571)</u>
Activo a largo plazo, neto	<u>\$ 64,866,195</u>	<u>\$ 27,651,571</u>

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

El gasto esperado por DUC es diferente del que resultaría de aplicar la tasa del 65% a la base fiscal, como resultado de las partidas que se mencionan a continuación:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Gasto esperado:	\$ 127,436,912	\$ 159,897,683
(Incremento) reducción resultante de:		
Ingresos no acumulables	(514,780,219)	(423,761,673)
Gastos no deducibles	387,343,306	263,863,990
Valor de la producción	518,433,469	441,655,000
Derechos deducibles	(39,503,110)	(29,918,201)
Reserva de DUC diferido	(48,689,612)	69,486,571
Límite de deducciones	(94,552,741)	(204,575,922)
DUC de años anteriores	2,095,429	-
Otros	<u>260,775</u>	<u>514,356</u>
Gasto por derecho a la utilidad compartida	<u>\$ 338,044,209</u>	<u>\$ 277,161,804</u>

El 18 de agosto de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el decreto por el que se otorgaron beneficios fiscales para las actividades de extracción en asignaciones con campos maduros y/o marginales, incrementando sustancialmente los porcentajes aplicables para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones, en el cálculo del DUC. El beneficio que se obtuvo por la aplicación de este decreto fue de \$ 7,769,915.

Asimismo, el 30 de noviembre de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, un acuerdo por el que se reformaron y adicionaron las reglas de valoración de hidrocarburos aplicables a los derechos sobre hidrocarburos, en las mismas se realizan ajustes y calibración de fórmulas conforme el entorno actual de producción y enajenación de hidrocarburos resultando un beneficio estimado de \$ 8,854,391.

También se autorizó la compensación de \$2,186,963 por el reconocimiento del justo valor económico de las inversiones afectadas como resultado del proceso de adjudicación de asignaciones para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en el artículo Vigésimo Primero Transitorio de la LIF 2017.

El 18 de abril de 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el decreto por el que se otorgó un estímulo fiscal a Pemex Exploración y Producción (asignatario) respecto del porcentaje aplicable para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones en el cálculo del DUC en áreas terrestres o en áreas marítimas con tirante de agua inferior a 500 metros. El estímulo se otorgó para garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción de hidrocarburos realizadas por el Estado mediante asignaciones, debido a que los precios de los hidrocarburos a nivel internacional presentaban un descenso significativo a finales de 2015 y principios de 2016 combinado con una plataforma de producción de petróleo históricamente baja en México, evitando con ello y otras acciones que las condiciones económicas imperantes a nivel global afectasen la economía nacional. El beneficio que se obtuvo por la aplicación de este decreto fue de \$ 40,213,913.

También se otorgó por parte del Gobierno Federal un estímulo fiscal por la cantidad de \$ 28,439,379 el 16 de noviembre de 2016. Este estímulo consistió en un crédito contra el DUC como medida para atenuar el impacto generado en el entorno financiero de las empresas asignatarias de exploración y extracción de hidrocarburos en México, debido a que los precios internacionales de los energéticos continuaban deprimidos, generando afectaciones en las economías de diversos países, entre ellos México.

b. Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)

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

Durante 2017 Pemex Exploración y Producción realizó pagos netos de este derecho por un total de \$ 58,523,125.

c. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)

Pemex Exploración y Producción tiene la obligación de hacer pagos mensuales al Gobierno Federal. En 2017 las cuotas fueron de 1,214.21 pesos por kilómetros cuadrados de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 2,903.54 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes adicional que el área no esté produciendo. Estas cantidades serán actualizadas anualmente de conformidad con el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

Durante 2017 Pemex Exploración y Producción realizó pagos de este derecho por un total de \$ 980,843.

d. Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Las asignaciones otorgadas por el Gobierno Federal causan un impuesto sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. El impuesto mensual que se paga durante la fase de exploración y hasta que la fase de extracción inicie es de 1,583.74 pesos por cada kilómetro cuadrado. Durante la fase de extracción, el impuesto mensual que se paga desde que inicie la fase de extracción y hasta que la asignación termine es de 6,334.98 pesos por kilómetro cuadrado. Durante 2017 se realizaron pagos por este impuesto por un total de \$ 3,986,112.

Régimen fiscal aplicable a contratos

A partir del 1 de enero de 2015, el régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para efectos de los contratos lo establece la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la cual regula, entre otros, los términos fiscales que serán aplicables a los contratos de exploración y extracción (licencia, utilidad compartida, producción compartida y servicios) y estipula los siguientes impuestos, derechos y otros pagos al Gobierno Federal.

- Cuota Contractual para la Fase Exploratoria. Durante la fase exploratoria del área que tenga un contrato de exploración y extracción, se prevé una cuota mensual a favor del Gobierno Federal de 1,175.42 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a 2,810.78 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes que el área no esté produciendo. La cuota se actualizará anualmente de acuerdo al INPC.
- 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 otorgados por el Gobierno Federal incluirán un impuesto sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. Un impuesto mensual por 1,583.74 pesos por cada kilómetro cuadrado se pagará durante la fase de exploración y hasta que la fase de extracción inicie. Durante la fase de extracción, un impuesto mensual por 6,334.98 pesos por kilómetro cuadrado se pagará desde el inicio de la extracción y hasta que el contrato de exploración y extracción terminen.

Otros impuestos aplicables

Las Entidades Subsidiarias son sujetas a la Ley del Impuesto Sobre la Renta y la Ley del Impuesto al Valor Agregado. Pemex Transformación Industrial es sujeta a la ley del IEPS vigente.

A continuación se mencionan los impuestos indirectos:

a. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

- IEPS sobre la venta de combustibles automotrices: Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles para automoción, gasolina y diésel, que Pemex Transformación Industrial recauda en nombre del Gobierno Mexicano. Las cuotas aplicables para 2017 han sido de 4.30 pesos por litro de gasolina Magna; 3.64 pesos por litro de gasolina Premium y 4.73 pesos por litro de diésel. Esta cuota se actualiza anualmente de acuerdo a la inflación y se ajusta mensualmente por las autoridades fiscales
- IEPS a beneficio de entidades federativas y municipios: Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles para automoción, gasolina y diésel, que Pemex Transformación Industrial recauda en nombre del Gobierno Mexicano. Las cuotas aplicables para 2017 han sido 38.00 centavos por litro de gasolina Magna, 46.37 centavos por litro de gasolina Premium y 31.54 centavos por litro de diésel. Esta tarifa se actualiza anualmente con la inflación. Los fondos recaudados por esta cuota se asignan a los estados y municipios según lo previsto en la Ley de Coordinación Fiscal.
- IEPS a los Combustibles Fósiles: Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles fósiles, que Pemex Transformación Industrial recauda en nombre del Gobierno Mexicano. Las cuotas aplicables para 2017 han sido 6.50 centavos por litro para el propano, 8.42 centavos por litro para el butano, 11.41 centavos por litro para la gasolina y gas avión, 13.64 centavos por litro para turbosina y otros querosenos, 13.84 centavos por litro para diésel, 14.78 centavos por litro para combustóleo y \$ 17.15 por tonelada de coque de petróleo. Esta cuota se incrementa anualmente de acuerdo a la inflación.

b. Impuesto al Valor Agregado (“IVA”)

Para el IVA se determinan pagos mensuales definitivos con base en flujo, de acuerdo con las disposiciones de la Ley del Impuesto al Valor Agregado, aplicable a los contribuyentes de este impuesto. La tasa general es del 16% y la de actividades incentivadas es del 0%.

El IVA se causa por la enajenación de bienes, prestación de servicios, otorgamiento del uso o goce temporal de bienes en territorio nacional y por la importación de bienes y servicios a territorio nacional. Los contribuyentes trasladan el IVA a sus clientes y tienen derecho a acreditar el IVA pagado a sus proveedores y en sus importaciones. El neto entre el IVA trasladado a clientes y el pagado a proveedores y en importaciones, resulta cada mes en un saldo a pagar al fisco o en una cantidad a favor del contribuyente. El IVA a favor se tiene derecho a acreditarlo contra IVA por pagar en futuros meses, a solicitar su devolución o a compensarlo contra otros impuestos federales a su cargo.

A continuación se menciona el impuesto a la utilidad:

c. Impuesto sobre la Renta (ISR)

A partir del 1 de enero de 2015 Petróleos Mexicanos, y las Entidades Subsidiarias son sujetos de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, así como algunas compañías.

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

El resultado contable difiere del resultado fiscal debido principalmente a efectos de inflación, diferencias entre depreciación, gastos no deducibles y otros.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, dichas compañías generaron ISR como se muestra a continuación:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
ISR causado	\$ 3,546,912	\$ 6,201,842	\$ 7,426,892
ISR diferido	<u>(9,334,064)</u>	<u>(18,842,211)</u>	<u>(53,014,159)</u>
Total ISR	<u>\$ (5,787,152)</u>	<u>\$ (12,640,369)</u>	<u>\$ (45,587,267)</u>
ISR Régimen Fiscal Preferente	<u>\$ 722,984</u>		

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

	<u>31 de diciembre</u>	
	<u>2017</u>	<u>2016</u>
ISR diferido activo:		
Provisiones	\$ 8,299,818	\$ 5,906,581
Pasivo laboral	130,075,323	125,973,332
Anticipo de clientes	2,774,306	1,046,010
Pasivos acumulados	371,987	2,269,561
Cuentas incobrables	739,748	778,179
Instrumentos financieros derivados	79,255	223,518
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	405,439,818	458,273,897
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ⁽¹⁾	<u>34,110,960</u>	<u>43,327,737</u>
ISR diferido activo	581,891,215	637,798,815
Reserva de valuación ⁽²⁾	<u>(500,564,925)</u>	<u>(565,125,697)</u>
ISR diferido activo, neto	<u>81,326,290</u>	<u>72,673,118</u>
ISR diferido (pasivo):		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(3,443,618)	(3,632,294)
Otros	<u>(810,310)</u>	<u>(502,242)</u>
ISR diferido (pasivo)	<u>(4,253,928)</u>	<u>(4,134,536)</u>
Activo (pasivo) a largo plazo, neto	<u>\$ 77,072,362</u>	<u>\$ 68,538,582</u>

⁽¹⁾ Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen un vencimiento hasta el año 2027.

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

El gasto deducible atribuible a la utilidad por operaciones continuas antes del ISR, fue diferente del que resultaría de aplicar la tasa del 30% a la utilidad, como resultado de las partidas que se mencionan a continuación:

	<u>31 de diciembre</u>		
	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Gasto "esperado"	\$ (20,055,588)	\$ (14,901,324)	\$ (3,089,241)
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	14,302,118	8,098,213	(1,618,327)
Diferencia entre la depreciación contable y la fiscal	<u>(3,713,920)</u>	<u>(1,765,183)</u>	<u>(107,231)</u>
Gastos no deducibles	1,954,659	1,558,120	(1,921,515)
Otros, neto	<u>(1,725,579)</u>	<u>(5,630,195)</u>	<u>(38,850,953)</u>
Gasto por impuesto sobre la renta	<u>\$ (5,787,152)</u>	<u>\$ (12,640,369)</u>	<u>\$ (45,587,267)</u>

El efecto acumulado de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales al 31 de diciembre de 2017 y 2016 ascendió a \$ 17,688,032 y \$ 16,887,748, respectivamente. Así mismo, al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales del periodo de Petróleos Mexicanos y PMI CIM se encuentra presentado en (pérdida) rendimiento integral por un monto de \$ (751,854) y \$ (48,430) y el efecto de \$(1,914,534) y \$ (109,879), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2015 en PMI CIM dicho efecto fue por \$ (124,285).

21. Patrimonio (déficit), neto

a. Certificados de aportación "A"

El convenio de capitalización entre Petróleos Mexicanos y el Gobierno Federal estipula que los Certificados de Aportación "A" constituyen el patrimonio permanente.

El 24 de diciembre de 2015, el Gobierno Federal emitió a través de la SHCP un pagaré no negociable por \$ 50,000,000 con vencimiento el 31 de diciembre de 2050, relativo a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias (ver Nota 14).

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

El 3 de agosto de 2016, el Gobierno Federal asumió \$ 184,230,586 como parte de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación de Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias. En relación con este mecanismo de apoyo, Petróleos Mexicanos recibió dicha cantidad en pagarés no negociables emitidos por el Gobierno Federal a cambio del pagaré por \$ 50,000,000, emitido a Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015, reconociendo un incremento en el patrimonio por \$ 135,439,612, el cual es el resultado de las obligaciones de pago por \$ 184,230,586 valuadas al 29 de junio de 2016, menos el pagaré por \$ 50,000,000 entregado a Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015, más el incremento en el valor de descuento de los pagarés por el período del 29 de junio al 15 de agosto de 2016 por \$ 1,209,026, fecha en que Petróleos Mexicanos recibió dichos pagarés (ver Nota 14).

Los Certificados de Aportación "A" se integran como sigue:

	<u>Importe</u>
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2015	\$ 194,604,835
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2016	<u>161,939,612</u>
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2016	356,544,447
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2017	<u> </u>
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2017	<u>\$ 356,544,447</u>

b. Aportaciones del Gobierno Federal

Durante 2017 y 2016 no existieron movimientos de Aportaciones del Gobierno Federal.

c. Reserva legal

Bajo las leyes mexicanas, cada una de las Compañías Subsidiarias requiere destinar un determinado porcentaje de sus utilidades netas a la reserva legal, hasta que dicho monto alcance un importe equivalente a un determinado porcentaje del capital social de cada compañía subsidiaria.

En 2017 y 2016 no existieron movimientos en este rubro.

d. Déficit acumulado de ejercicios anteriores

PEMEX ha incurrido en pérdidas de operación en los últimos años. Aún y cuando, la Ley de Concursos Mercantiles no le es aplicable a Petróleos Mexicanos ni a las Entidades Subsidiarias y los contratos de crédito vigentes no incluyen causales de incumplimiento como consecuencia del patrimonio negativo, el Gobierno Federal ha concentrado sus esfuerzos en consolidar la estrategia institucional de PEMEX (ver Nota 2-a), y una de las acciones más importantes ha sido la publicación del Decreto de la Reforma Energética, la cual permitirá darle a PEMEX una mayor autonomía para la toma de decisiones y la viabilidad en su operación (ver Nota 1).

e. Participación no controladora

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

Del mismo modo, debido a que PEMEX no posee el total de las acciones de PMI CIM, HJ Barreras y COMESA, el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit), neto y el estado consolidado del resultado integral presentan la participación no controladora de éstas.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, la participación no controladora en el patrimonio (déficit) presentó ganancias de \$ 965,107 y \$ 976,705, respectivamente.

22. Otros ingresos (gastos), neto

Los otros ingresos (gastos), neto por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 se integran como se muestra a continuación:

	2017	2016	2015
Recuperación siniestros	\$ 16,386,250	\$ 3,695,217	\$ 1,975,281
Estímulo fiscal DUC (Ver Nota 20-a.)	-	28,439,379	-
Otros ingresos por servicios	4,720,546	4,266,854	3,953,888
Precio de venta de las acciones (Ver Nota 11-(iii))	3,139,103	22,684,736	-
Otros	4,277,207	14,228,801	6,992,954
Otros ingresos por primas de reaseguro	1,986,568	3,694,026	1,497,779
Adhesión y mantenimiento de franquicias	917,934	1,059,333	1,148,528
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.	825,956	3,223,437	1,262,458
Ingresos por venta de activo fijo	-	2,687,652	-
Valor de los activos transferidos a CENAGAS	-	7,450,931	-
Efecto de la tasa negativa del IEPS	-	-	2,519,126
Total de otros ingresos	32,253,564	91,430,366	19,350,014
Transferencia de activos a CENAGAS	-	(35,333,411)	-
Costo de activos dados de baja	(8,447,031)	(2,140,943)	(3,364,063)
Transporte y distribución de gas natural	(6,652,878)	(8,830,967)	(369,317)
Otros gastos	(7,927,150)	(3,581,036)	(726,589)
Siniestros	(3,640,036)	(4,757,116)	(12,527,548)
Costo de venta de asociadas	(412,393)	(7,473,698)	-
Deterioro del crédito mercantil	-	(4,007,018)	-
Otros costos por servicios prestados	-	(2,656,571)	(3,237,984)
Total de otros gastos	(27,079,488)	(68,780,760)	(20,225,501)
Otros ingresos (gastos), neto	\$ 5,174,076	\$ 22,649,606	\$ (875,487)

23. Partes relacionadas

Los saldos y operaciones con partes relacionadas se deben principalmente a: (i) la venta y compra de productos, (ii) la facturación de servicios administrativos, (iii) préstamos financieros entre partes relacionadas. Las operaciones entre entidades del grupo se llevaron a cabo en condiciones y precios de mercado.

Los consejeros y trabajadores de Petróleos Mexicanos y de sus Entidades Subsidiarias están sujetos a diversa normatividad que regula los conflictos de interés entre las que destacan la Ley de Petróleos Mexicanos, la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos y las Políticas y Lineamientos Anticorrupción para Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales. Estas disposiciones establecen que todos los servidores públicos están obligados a excusarse de intervenir, por motivo de su encargo, en cualquier forma en la atención, tramitación, o resolución de asuntos en los que se tenga un interés personal, familiar, o de negocios, incluyendo aquellos de los que pueda resultar algún beneficio para él, su cónyuge, parientes consanguíneos o por afinidad hasta el cuarto grado, o parientes civiles, o para terceros con los que tenga relaciones profesionales, laborales o de negocios o para socios o sociedades de las que el servidor público o las personas antes referidas formen o hayan formado parte.

El término de partes relacionadas incluye a personas físicas y morales que no pertenecen a PEMEX, pero que, como consecuencia de su relación con PEMEX, pueden tomar ventaja de estar en una situación privilegiada. Del mismo modo, esto se aplica a los casos en los que PEMEX pudiera tomar ventaja de alguna relación privilegiada y obtener beneficios en su posición financiera o resultados de operación.

Las principales operaciones de este tipo con consejeros y directivos relevantes que PEMEX ha identificado son las siguientes:

El Lic. Pedro Joaquín Coldwell, Secretario de Energía y Presidente del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, participaba hasta octubre de 2017, en el capital social de las siguientes sociedades, mismas que tienen celebrados contratos de franquicias con Pemex Transformación Industrial para la compraventa de gasolina y otros productos, así como para la prestación de otros servicios relacionados. La participación en el capital social de dichas sociedades, por parte del Lic. Pedro Joaquín Coldwell, así como algunos de sus familiares cercanos, misma que se ocurrió antes de su nombramiento de fecha 1 de diciembre de 2012, era la siguiente:

<u>Compañía</u>	<u>Nombre</u>	<u>Participación accionaria</u>
Servicio Cozumel, S. A. de C. V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	60%
	Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis (hijo del Lic. Joaquín Coldwell)	20%
	Sr. Nassim Joaquín Delbouis (hijo del Lic. Joaquín Coldwell)	20%
Planta de Combustible Cozumel, S. A. de C.V. (que opera como distribuidor mayorista)	Fideicomiso Testamentario ⁽¹⁾	57%
	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	40%
Gasolinera y Servicios Juárez, S. A. de C. V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	40%
	Fideicomiso Testamentario ⁽²⁾	40%
	Sr. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín (sobrino del Lic. Joaquín Coldwell)	20%
Combustibles Caleta, S. A. de C. V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	20%
	Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis	20%
	Sr. Nassim Joaquín Delbouis	20%
	Sr. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín	20%
	Fideicomiso Testamentario ⁽³⁾	20%

<u>Compañía</u>	<u>Nombre</u>	<u>Participación accionaria</u>
Combustibles San Miguel, S. A. de C. V. (que opera una estación de servicio)	Lic. Pedro Joaquín Coldwell	25%
	Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis	25%
	Sr. Nassim Joaquín Delbouis	25%
	Sr. Ignacio Nassim Ruiz Joaquín	25%

- (1) El 60% de estas acciones fueron propiedad del Sr. Fausto Nassim Joaquín Ibarra (padre del Lic. Pedro Joaquín Coldwell), hasta su fallecimiento en junio de 2016, después del cual 57% de dichas acciones pasaron a la propiedad de un fideicomiso revocable de inversión, administración y testamentario, que se identifica en este apartado como el "Fideicomiso Testamentario". El 50% de los derechos corporativos de esas acciones son actualmente ejercidos por el Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis, y 50% son ejercidos por el Sr. Nassim Joaquín Delbouis.
- (2) El 40% de estas acciones fueron propiedad del Sr. Fausto Nassim Joaquín Ibarra (padre del Lic. Pedro Joaquín Coldwell), hasta su fallecimiento en junio de 2016, después del cual pasaron a la propiedad del Fideicomiso Testamentario. El 100% de los derechos corporativos de esas acciones son actualmente ejercidos por el Sr. Pedro Joaquín Coldwell.
- (3) El 20% de estas acciones fueron propiedad del Sr. Fausto Nassim Joaquín Ibarra (padre del Lic. Pedro Joaquín Coldwell), hasta su fallecimiento en junio de 2016, después del cual pasaron a la propiedad del Fideicomiso Testamentario. El 50% de los derechos corporativos de esas acciones son actualmente ejercidos por el Sr. Pedro Oscar Joaquín Delbouis y el 50% son ejercidos por el Sr. Nassim Joaquín Delbouis.

En noviembre de 2017, el Lic. Pedro Joaquín Coldwell transmitió la totalidad de su participación accionaria en cada una de las sociedades antes mencionadas al Fideicomiso de Administración e Inversión número F/750216 del Banco Mercantil del Norte, S. A. de fecha 10 de noviembre de 2017.

Los derechos de estas sociedades para operar estaciones minoristas y distribuir gasolina y otros productos en México al por mayor dependen de estos acuerdos, cuya caducidad o no renovación puede afectar negativamente a su negocio. Las franquicias citadas están documentadas mediante los contratos respectivos que contienen los mismos términos y condiciones generales que Pemex Transformación Industrial otorga a todos sus franquiciatarios.

Remuneración de consejeros y directivos relevantes

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 2017, 2016 y 2015, ascendió aproximadamente a \$ 50,749, \$ 49,165 y \$ 116,930, respectivamente. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la Nota 17. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros independientes, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2017, 2016 y 2015 se efectuaron pagos por \$ 7,525, \$ 8,339 y \$ 17,899, respectivamente a los consejeros independientes de PEMEX con motivo del ejercicio de su cargo.

Compensaciones y prestaciones

Como prestación a los empleados, se otorgan préstamos administrativos a todos los trabajadores de conformidad con los programas establecidos en el Contrato Colectivo y en el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, 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 2017 y 2016, fue de \$ 3,466 y \$ 2,415, respectivamente. Al 31 de marzo de 2018, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$ 2,363.

24. Compromisos

- a. PMI CIM tiene celebrados diversos contratos para la venta de petróleo en el mercado internacional con empresas del extranjero. Los términos y condiciones de los contratos son específicos para cada cliente y su duración puede ser indefinida (contratos "Evergreen") existiendo en algunos casos plazos mínimos obligatorios (contratos de largo plazo).

- b. Se tiene un contrato con un proveedor para el suministro de nitrógeno para el programa de mantenimiento de presión del campo Cantarell. Durante 2007 se incorporó un contrato adicional para suministrar nitrógeno al campo Ku Maalob Zaap, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a \$ 7,506,619 y \$ 8,646,726, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, PEMEX tiene el derecho o la obligación de adquirir del proveedor la planta de nitrógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.

Los pagos futuros estimados por los ejercicios siguientes son como sigue:

<u>Año</u>	<u>Pagos</u>
2018	\$ 773,047
2019	783,197
2020	785,670
2021	786,323
2022	782,584
Más de 5 años	<u>3,595,798</u>
Total	\$ <u>7,506,619</u>

- c. PEMEX ha celebrado COPF, en los cuales el contratista, a su propio costo, deberá administrar y mantener la ejecución de las obras, objeto de los COPF, las que estarán agrupadas en las categorías de desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento.

El valor estimado de los COPF al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es como sigue:

<u>Vencimientos</u>	<u>Pagos</u>	
	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Menos de 1 año	\$ 5,533,174	\$ 7,366,247
1 a 3 años	1,891,557	2,518,207
4 a 5 años	1,856,006	2,470,878
Más de 5 años	<u>3,123,173</u>	<u>4,157,843</u>
Total	\$ <u>12,403,910</u>	\$ <u>16,513,175</u>

- d. Durante 2017 y 2016, Pemex Exploración y Producción celebró contratos integrales de exploración y producción para el desarrollo de campos maduros en Altamira, Ébano, Nejo, Pánuco 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 2017 PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 6,594,486 y en la región sur por \$ 727,331. Durante 2016 PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 7,026,822 y en la región sur por \$ 524,475. Al 31 de diciembre de 2017, no hay pasivo de estos contratos debido a que el flujo de efectivo disponible es de vigencia anual y no es acumulable, adicionalmente estos contratos se encuentran en proceso de migración a un nuevo esquema de Contratos Integrales de Exploración y Producción.

- e. El valor estimado de los contratos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2017 y 2016 fue como sigue:

Vencimientos	Pagos	
	2017	2016
Menos de 1 año	\$ 229,738,368	\$ 347,606,848
1 a 3 años	196,335,411	281,563,607
4 a 5 años	123,159,215	69,541,826
Más de 5 años	149,672,236	119,281,849
Total	\$ 698,905,230	\$ 817,994,130

25. Contingencias

En el curso normal de sus operaciones, PEMEX está involucrado en diversos procedimientos legales por diferentes razones. PEMEX califica la importancia de cada caso y evalúa el posible resultado, creando una reserva por obligaciones contingentes cuando se espera un resultado desfavorable que pueda ser cuantificable. PEMEX no ha registrado reservas relacionadas con juicios pendientes debido a que no se anticipa alguna resolución contraria de importancia, excepto por las provisiones que se mencionan específicamente en esta Nota.

PEMEX enfrenta diversos juicios civiles, fiscales, penales, agrarios, administrativos, ambientales, laborales, mercantiles, de amparo y procedimientos de arbitraje, cuya resolución final se desconoce a la fecha de estos estados financieros consolidados. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$ 7,812,689 y \$ 15,119,692, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales al 31 de diciembre de 2017:

- El 4 de abril de 2011 Pemex Exploración y Producción fue emplazado en el juicio contencioso administrativo (expediente 4957/11-17-07-1) promovido por EMS Energy Services de México, S. de R. L. de C. V. y Energy Maintenance Services Group I. LLC radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, demandando la nulidad de la resolución que contiene la rescisión del contrato de obra pública 420407836, celebrado el 30 de noviembre de 2007. Adicionalmente dichas empresas presentaron juicio contencioso administrativo (expediente 13620/15-17-06) ante la Sexta Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa de la Ciudad de México, reclamando en términos de la Ley Federal de Responsabilidad Patrimonial del Estado, el pago de diversas prestaciones por la cantidad de US\$ 193,713, al amparo del mismo contrato de obra pública, objeto del juicio anterior. Pemex Exploración y Producción contestó la demanda, promoviendo, en la misma, un incidente de acumulación de juicios con el diverso 4957/11-17-07-1 del índice de la Séptima Sala Regional Metropolitana, atendiendo a la identidad de los hechos y prestaciones que contiene la reclamación planteada y la demanda en cuestión. La Séptima Sala Regional Metropolitana, mediante resolución de fecha 10 de mayo de 2016, determinó procedente y fundado el incidente de acumulación planteado, ordenándose la acumulación del expediente 13620/15-17-06 al diverso 4957/11 17-1. Mediante acuerdo del 3 de mayo del 2017, se declaró cerrada la instrucción del juicio y se ordenó turnar los autos a efecto de que se emita la sentencia. Pendiente se emita resolución en la Segunda Sección de la Sala Superior Tribunal Federal de Justicia Administrativa.

- En junio de 2016, se emplazó a Pemex Exploración y Producción la demanda promovida por Drake Mesa, S. de R. L., radicada ante el Juzgado Octavo de Distrito en materia Civil de la Ciudad de México, bajo el número de expediente 200/2016-II, en la cual reclama diversas prestaciones económicas (gastos no recuperables, gastos financieros, daños, entre otras), que derivan de un contrato de obra pública, las cuales ascienden a US\$ 120,856. Se encuentra en etapa de desahogo de pruebas. Con fecha 9 de noviembre de 2017 se notificó la sentencia de primera instancia en la que el Juzgado Octavo de Distrito en materia civil, se declara incompetente para conocer del juicio, por lo que ambas partes interpusieron el recurso de apelación, misma que a la fecha se encuentra pendiente de resolver.
- El 11 de junio de 2015 se notifica el acuerdo del 1º de junio de 2015, dictado por la Segunda Sala Regional del Noreste con número de expediente 2383/15-06-02-4, por el cual se emplaza a Pemex-Refinación al juicio contencioso administrativo promovido por los C. Severo Granados Mendoza, Luciano Machorro Olvera e Hilario Martínez Cerda, en su carácter de Presidente, Secretario y Tesorero del Comisariado Ejidal del Ejido Tepehuaje, en el cual demandan la supuesta resolución en negativa ficta recaída a su escrito de reclamación patrimonial del Estado, por el que reclamaron de Pemex-Refinación el pago de daños y perjuicios sufridos en huertos de naranja, aparentemente provocados por derrame de hidrocarburo en sus terrenos, por un importe total de \$2,094,232. Se contestó la demanda interponiendo diversas excepciones. Actualmente se encuentra en desahogo de pruebas. Se encuentra pendiente únicamente la prueba pericial en materia ambiental y de cítricos, por parte del perito tercero en discordia, cuyo nombramiento se encuentra pendiente por parte de la Segunda Sala Regional del Noreste del Tribunal Federal de Justicia Administrativa.
- El 8 de julio de 2011, Compañía Petrolera La Norma, S.A. presentó ante la Segunda Sala Regional Hidalgo-México del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, en Tlalnepantla, Estado de México demanda de juicio contencioso administrativo (expediente 4334/11-11-02-6) contra el Director General de Petróleos Mexicanos y el Director General de Pemex Exploración y Producción, reclamando la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros por un monto de \$1,552,730. Mediante auto de 20 de agosto de 2014, se remite a la Sala Superior del Tribunal de Justicia Fiscal y Administrativa el expediente para la emisión de la sentencia de primera instancia. El asunto se radicó con el número de expediente 4334/11-11-02-6/1337/14-S2-07-04, de la Segunda Sección de la Sala Superior. El asunto fue materia de la sesión de fecha 29 de octubre de 2014 y, en la misma, se resolvió la devolución del expediente a la Sala de origen al detectarse una violación al procedimiento. Al haberse repuesto el procedimiento se volvió a dar término para alegatos. Por auto de 7 de septiembre de 2017 se admitió incidente de falsedad de firma otorgándose plazo a la actora para que realice manifestaciones y ofrezca pruebas. Por acuerdo de 4 y 5 de diciembre de 2017, se tuvo por rendido el dictamen pericial en documentos copia por parte del actor y se tuvo por sustituido al perito de Pemex Exploración y Producción, otorgando plazo para que acepte el cargo.
- El 12 de diciembre de 2017, se recibió la solicitud de arbitraje (juicio arbitral expediente 23217/JPA) de SUBSEA 7 de México, S. de R. L. de C.V. (SUBSEA 7) quien reclama de Pemex Exploración y Producción incumplimiento de contrato de obra de construcción de oleoductos 420832856 y 420833820 por la realización de trabajos, trabajos extraordinarios, suspensiones, pérdida de productividad, costos indirectos, gastos no recuperables y financieros adicionales que no están dentro del alcance de los contratos. Por lo que SUBSEA 7 reclama la cantidad de US\$153,000. Se encuentra transcurriendo el termino de treinta días naturales para dar contestación a la solicitud de arbitraje.
- El 1 de agosto de 2017 Pemex Exploración y Producción fue emplazado a juicio contencioso administrativo (expediente 11590/17-17-06-2) promovido por Proyectos y Cimentaciones Industriales, S. A. de C. V., radicado en la Sexta Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Administrativa, por la nulidad del acta de finiquito de fecha 22 de marzo de 2017, relativa al contrato 648225826 (servicio de alimentación y hotelería con el apoyo de una unidad habitacional flotante, paquete k). El monto reclamado a Pemex Exploración y Producción es de \$ 800,000 y la cantidad de US\$ 12.82. El 25 de septiembre de 2017 se formuló contestación de demanda, haciendo valer causales de improcedencia de la demanda, dando contestación a las pretensiones y hechos expuestos por la demandante.

Los resultados de los procesos incluidos en estos estados financieros son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes. PEMEX 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. PEMEX no da a conocer el monto individual de la provisión de cada proceso porque dicha revelación podría afectar negativamente a la estrategia legal de PEMEX, así como el resultado del proceso correspondiente.

Petróleos Mexicanos tiene establecidas las políticas para el otorgamiento de mutuos, garantías, préstamos o cualquier tipo de créditos a favor de sus Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias, aprobadas por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión ordinaria celebrada el 23 de agosto de 2013. Conforme a estas políticas, la Dirección Corporativa de Finanzas emite un dictamen con el análisis de riesgo, valuación financiera, suficiencia presupuestal, tratamiento contable y conclusiones de la procedencia.

Asimismo, Pemex Logística ha otorgado las siguientes garantías:

- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia aguas profundas, campo TRION (Licitación CNH-A1-TRION/2016), por US\$ 4,000,000.
- Exploración y Extracción del área contractual 3 Cinturón Plegado Perdido (Licitación CNHR01- L04/2015), por US\$ 3,333,000.
- Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida de los campos Ek y Balam, por US\$ 5,000,000.
- Extracción de Hidrocarburos en área contractual Santuario y campo El Golpe 3, por US\$ 320,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, área Contractual 2 Tampico-Misantla, por US\$ 1,750,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, área Contractual 8 Cuencas del Sureste, por US\$ 1,250,000.
- Exploración y Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, Asignación AE-0398-Misión por US\$ 255,000.
- Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, campo Ogarrío por US\$ 250,000.
- Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, campos Cárdenas y Mora, por US\$ 250,000.

Existe la contingencia de otras garantías y actividades desarrolladas por las demás Entidades Subsidiarias.

PEMEX considera remoto el desembolso de efectivo, por las garantías otorgadas y vigentes al 31 de diciembre de 2017.

26. Combinación de Negocios

El 28 de enero de 2016, PMX Fertilizantes Pacífico, S. A. de C. V. subsidiaria de PEMEX, adquirió el 99.99% de las acciones en circulación de Grupo Fertinal, S. A. de C. V. ("Fertinal"), por un precio de compra de \$ 4,322,826, el importe de la transacción fue pagado mediante la obtención de créditos bancarios al amparo del contrato de apertura de crédito simple. Adicionalmente, dentro de la misma línea de crédito se obtuvieron US\$ 425,800 para que Fertinal, liquide adeudos. Dichos préstamos serán pagaderos en 16 años.

Al 31 de diciembre de 2016 los resultados financieros de Fertinal fueron incluidos en los estados financieros consolidados de PEMEX. El valor razonable de los activos y pasivos a la fecha de adquisición es:

	<u>Valor razonable</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ (6,943)
Cuentas por cobrar	102,121
Inventarios	762,254
Propiedades, planta y equipo	9,811,928
Otros activos	<u>1,671,718</u>
Total activos	<u>12,341,078</u>
Cuentas por pagar	\$ 2,331,540
Deuda	9,365,152
Impuestos diferidos	<u>328,578</u>
Total pasivos	<u>12,025,270</u>
Total activos, neto	<u>\$ 315,808</u>
Valor de la operación	<u>\$ 4,322,826</u>
Crédito mercantil	<u>\$ 4,007,018</u>

PMX FP, llevó a cabo el Purchase Price Allocation (PPA) de la adquisición de Fertinal conforme a la Norma Internacional de Información Financiera 3 "Combinaciones de negocios". Se determinó que se adquirieron activos netos por \$ 315,808 y un crédito mercantil por \$ 4,007,018. Al 31 de diciembre de 2016, se llevó a cabo el cálculo de deterioro del crédito mercantil señalado y determinó que tenía que ser cancelado en su totalidad. El deterioro del crédito mercantil se reconoció en el estado consolidado del resultado integral en el rubro de otros ingresos (gasto), neto (ver Nota. 22).

PEMEX tiene la intención de incorporarla en la cadena de valor de gas-amoniaco fertilizantes sólidos y de esta manera fortalecer su posición de ofrecer una amplia gama de productos fertilizantes para cubrir el 50% del mercado nacional y en un futuro se evaluará su posible venta como un negocio integrado.

27. Eventos subsecuentes

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero al 13 de abril de 2018, Petróleos Mexicanos ha realizado las siguientes operaciones de financiamiento:

- El 12 de febrero de 2018 Petróleos Mexicanos emitió un bono por US\$ 4,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US\$ 92,000,000, en dos tramos: (i) US\$ 2,500,000, con vencimiento en 2028 a una tasa de 5.35%, y (ii) US\$ 1,500,000, con vencimiento en 2048 a una tasa de 6.35%.
- El 12 de febrero de 2018, Petróleos Mexicanos realizó un intercambio de bonos con vencimiento en junio de 2044 a una tasa de 5.500% y en enero de 2046 tasa 5.625% anual, por el nuevo bono de referencia a 30 años con vencimiento en 2048 a tasa 6.35%. Los bonos con vencimiento en 2044 por US\$ 952,454, generaron nuevos bonos con vencimiento en 2048 por US \$881,889, con tasa anual de 6.350%. Los bonos con vencimiento en 2046 por US\$ 1,021,065, generaron nuevos bonos con vencimiento en 2048 por US\$ 946,764 y tasa anual de 6.350%.

- El 5 de marzo de 2018, Petróleos Mexicanos realizó una oferta de compra de bonos, conforme a la cual compró: (i) US\$ 138,598, con vencimiento en 2019 a tasa de 3.125%; (ii) US\$ 558,644, a una tasa de 5.500% con vencimiento en 2019; (iii) US\$ 91,843, a una tasa de 8.000% con vencimiento en 2019; (iv) US\$ 183,017, a una tasa de 6.000% con vencimiento en 2020; y (v) US\$ 817,303, a una tasa de 3.500% con vencimiento en 2020.

Entre el 1 de enero y el 13 de abril de 2018, PMI HBV obtuvo US\$ 5,858,000 y pagó US\$ 5,333,000 de líneas de crédito revolventes. El monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito es de US\$ 752,500.

Al 13 de abril de 2018, el tipo de cambio era de 18.2018 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2017 por \$ 19.7867, refleja una apreciación del 8.0%.

Al 13 de abril de 2018, el precio promedio del petróleo de exportación era de US \$ 59.40 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2017 por US \$ 56.19, refleja un incremento de 5.7%.

En marzo de 2018, Pemex Exploración y Producción fue notificada de una demanda arbitral (Número de caso: 01-18-0001-1499) presentada ante Centro Internacional para la Resolución de Disputas (ICDR por sus siglas en inglés), división internacional de la Asociación Americana de Arbitraje por Loadmaster Universal Rigs, Inc., Loadmaster Drilling Technologies, LLC, Ulterra Drilling Technologies Mexico S. A. de C. V. y Kennedy Fabricating, LLC en relación con la construcción y adquisición de equipos modulares de perforación por un monto aproximadamente de US\$ 139,870. Actualmente transcurre el plazo para que Pemex Exploración y Producción conteste la notificación de la demanda y está analizando las acciones legales pertinentes.

28. Garantes Subsidiarios

La siguiente información consolidada presenta los estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y 2016; los estados consolidados condensados del resultado integral y de flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de diciembre 2017, 2016 y 2015 de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios y las compañías que son Subsidiarias No Garantes (definidas más adelante).

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

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

La siguiente tabla muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2017, de deuda originalmente emitida y registrada por el Master Trust. Petróleos Mexicanos asumió como obligado primario todas las obligaciones del Master Trust bajo estos contratos de deuda. Las obligaciones de Petróleos Mexicanos están garantizadas por los Garantes Subsidiarios:

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

<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 Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 834,688
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,750,000
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2038	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	491,175
8.625% Bonos con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	160,245
8.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	106,507
9¼% Bonos garantizados con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	107,109
9.50% Bonos garantizados con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	219,217

En la siguiente tabla se muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2017, emitido y registrado por Petróleos Mexicanos, y garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

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

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
8.00% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 1,312,015
9.50% Bonos globales con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	102,149
3.500% Notas con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	355,356
Notas tasa variable con vencimiento en 2018	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	498,570
6.000% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	995,364
5.50% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,962,047
3.500% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,099,730
4.875% Notas con vencimiento en 2024	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,499,136
6.625% Notas con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	999,000
6.500% Bonos con vencimiento en 2041	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	3,000,000
4.875% Bonos 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,097,055

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US\$)</u>
3.125% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 325,778
3.500% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,465,367
5.50% Bonos con vencimiento en 2044	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,657,962
6.375% Bonos con vencimiento en 2045	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,999,980
5.625% Bonos con vencimiento en 2046	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,996,226
4.500% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,489,718
4.250% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	998,435
5.500% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	740,851
6.375% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,247,668
6.875% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,970,334

<u>Títulos de deuda</u>	<u>Emisor</u>	<u>Garantes Subsidiarios</u>	<u>Importe del principal pendiente (US\$)</u>
4.625% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	\$ 2,055,498
6.750% Notas con vencimiento en 2047	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	3,671,628

Al 31 de diciembre de 2017, Petróleos Mexicanos es la única entidad de PEMEX que ha registrado títulos de deuda con la SEC. A la fecha de estos estados financieros consolidados, el total de la deuda garantizada es emitida por Petróleos Mexicanos. Las garantías de los Garantes Subsidiarios son totales e incondicionales, conjuntas y solidarias. La administración de Petróleos Mexicanos no ha presentado estados financieros por separado de los Garantes porque considera que tal información no es material para los inversionistas.

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera
31 de diciembre de 2017

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 46,959,103	\$ 18,815,345	\$ 32,077,306	\$ -	\$ 97,851,754
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	83,119,394	38,105,354	79,533,940	-	200,758,688
Cuentas por cobrar-intercompañías	311,148,593	1,380,100,592	86,354,837	(1,777,604,022)	-
Inventarios	509,375	32,357,125	30,992,430	-	63,858,930
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	1,056,918	-	1,056,918
Total del activo circulante	441,736,465	1,469,378,416	230,015,431	(1,777,604,022)	363,526,290
Cuentas por cobrar a largo plazo-intercompañías	1,823,276,758	285	3,597,880	(1,826,874,923)	-
Inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras	(465,832,399)	82,668	16,611,681	465,845,414	16,707,364
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	12,444,376	1,370,974,060	53,090,890	-	1,436,509,326
Documentos por cobrar a largo plazo	147,286,367	1,206,542	-	-	148,492,909
Impuestos diferidos	59,691,528	84,443,897	2,057,060	-	146,192,485
Activos intangibles	-	9,088,563	-	-	9,088,563
Otros activos	2,209,579	4,846,078	4,429,520	-	11,485,177
Total del activo	\$ 2,020,812,674	\$ 2,940,020,509	\$ 309,802,462	\$ (3,138,633,531)	\$ 2,132,002,114
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	\$ 137,947,110	\$ 5,386,564	\$ 13,875,793	\$ -	\$ 157,209,467
Cuentas por pagar-intercompañías	1,240,490,891	434,556,688	93,140,905	(1,768,188,484)	-
Otros pasivos circulantes	23,435,614	157,589,107	50,892,997	-	231,917,718
Total del pasivo circulante	1,401,873,615	597,532,359	157,909,695	(1,768,188,484)	389,127,185
Deuda a largo plazo	1,824,829,579	40,262,391	15,573,634	-	1,880,665,604
Cuentas por pagar a largo plazo-intercompañías	-	1,830,150,615	6,139,845	(1,836,290,460)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	297,028,436	1,057,191,286	10,341,988	-	1,364,561,710
Total del pasivo	3,523,731,630	3,525,136,651	189,965,162	(3,604,478,944)	3,634,354,499
Patrimonio (déficit), neto	(1,502,918,956)	(585,116,142)	119,837,300	465,845,413	(1,502,352,385)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 2,020,812,674	\$ 2,940,020,509	\$ 309,802,462	\$ (3,138,633,531)	\$ 2,132,002,114

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera
31 de diciembre de 2016

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 92,503,607	\$ 9,732,503	\$ 61,296,403	\$ -	\$ 163,532,513
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	6,604,595	75,760,079	55,713,323	-	138,077,997
Cuentas por cobrar-intercompañías	440,645,367	1,684,782,235	70,268,246	(2,195,695,848)	-
Inventarios	446,954	29,270,943	16,174,163	-	45,892,060
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	2,852,679	-	2,852,679
Activos no financieros mantenidos para la venta	-	7,460,674	-	-	7,460,674
Total del activo circulante	540,200,523	1,807,006,434	206,304,814	(2,195,695,848)	357,815,923
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	6,027,540	-	6,027,540
Cuentas por cobrar a largo plazo-intercompañías	1,740,519,399	289	6,384,944	(1,746,904,632)	-
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	(250,108,630)	396,681	20,327,813	250,121,645	20,737,509
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	12,596,722	1,595,655,580	59,489,946	-	1,667,742,248
Documentos por cobrar a largo plazo	140,579,974	8,027,628	-	-	148,607,602
Impuestos diferidos	59,162,878	40,341,615	820,196	-	100,324,689
Efectivo restringido	-	9,624,804	853,822	-	10,478,626
Activos intangibles	-	8,639,242	-	-	8,639,242
Otros activos	1,824,104	2,707,788	4,980,753	-	9,512,645
Total del activo	\$ 2,244,774,970	\$ 3,472,400,061	\$ 305,189,828	\$ (3,692,478,835)	\$ 2,329,886,024
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	157,937,631	7,381,095	10,847,462	-	176,166,188
Cuentas por pagar-intercompañías	1,265,244,986	854,106,939	68,510,835	(2,187,862,760)	-
Otros pasivos circulantes	34,913,773	169,182,239	45,927,686	-	250,023,698
Total del pasivo circulante	1,458,096,390	1,030,670,273	125,285,983	(2,187,862,760)	426,189,886
Deuda a largo plazo	1,737,332,174	46,090,919	23,581,449	-	1,807,004,542
Cuentas por pagar a largo plazo-intercompañías	-	1,746,433,870	8,303,850	(1,754,737,720)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	282,902,667	1,035,019,339	11,777,737	-	1,329,699,743
Total del pasivo	3,478,331,231	3,858,214,401	168,949,019	(3,942,600,480)	3,562,894,171
Patrimonio (déficit), neto	(1,233,556,261)	(385,814,340)	136,240,809	250,121,645	(1,233,008,147)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 2,244,774,970	\$ 3,472,400,061	\$ 305,189,828	\$ (3,692,478,835)	\$ 2,329,886,024

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral
31 de diciembre 2017

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ -	\$ 1,713,914,703	\$ 1,096,752,930	\$ (1,424,768,483)	\$ 1,385,899,150
Ingresos por servicios	50,399,983	140,934,022	2,646,144	(182,849,580)	11,130,569
Total de ingresos	50,399,983	1,854,848,725	1,099,399,074	(1,607,618,063)	1,397,029,719
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	145,302,407	6,142,153	-	151,444,560
Costo de ventas	2,007,814	1,447,640,131	1,083,297,610	(1,528,740,675)	1,004,204,880
Rendimiento bruto	48,392,169	261,906,187	9,959,311	(78,877,388)	241,380,279
Otros ingresos (gastos), neto	(341,521)	(12,443,660)	(4,664,096)	22,623,353	5,174,076
Gastos de distribución, transportación y venta	-	26,136,674	1,297,558	(5,544,562)	21,889,670
Gastos de administración	59,141,391	105,920,390	5,883,200	(51,005,527)	119,939,454
Total de gastos generales	59,141,391	132,057,064	7,180,758	(56,550,089)	141,829,124
Rendimiento de operación	(11,090,743)	117,405,463	(1,885,543)	296,054	104,725,231
Ingreso financiero	143,676,367	134,401,598	3,185,195	(265,097,307)	16,165,853
Costo financiero	(236,929,035)	(141,900,236)	(3,616,530)	264,801,253	(117,644,548)
Rendimiento (pérdida) por derivados financieros, neto	27,670,991	(1,608,039)	(724,628)	-	25,338,324
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	6,837,171	15,807,988	538,963	-	23,184,122
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(211,567,169)	409,955	(49,515)	211,567,169	360,440
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(281,402,418)	124,516,729	(2,552,058)	211,567,169	52,129,422
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	(557,520)	331,001,261	2,536,300	-	332,980,041
(Pérdida) rendimiento neto del año	(280,844,898)	(206,484,532)	(5,088,358)	211,567,169	(280,850,619)
Total de otros resultados integrales del año	4,728,640	6,841,586	(63,845)	-	11,506,381
Resultado integral total del año	\$ (276,116,258)	\$ (199,642,946)	\$ (5,152,203)	\$ 211,567,169	\$ (269,344,238)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral
31 de diciembre de 2016

	<u>Petróleos Mexicanos</u>	<u>Garantes subsidiarios</u>	<u>Subsidiarias no-garantes</u>	<u>Eliminaciones</u>	<u>Consolidado</u>
Ventas netas	\$ -	\$ 1,361,538,624	\$ 828,143,332	\$ (1,124,563,366)	\$ 1,065,118,590
Ingresos por servicios	46,330,245	98,959,131	1,970,055	(138,284,789)	8,974,642
Total de ingresos	46,330,245	1,460,497,755	830,113,387	(1,262,848,155)	1,074,093,232
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	(330,037,834)	(1,276,509)	-	(331,314,343)
Costo de ventas	1,236,921	1,244,388,072	809,156,778	(1,188,959,550)	865,822,221
Rendimiento bruto	45,093,324	546,147,517	22,233,118	(73,888,605)	539,585,354
Otros ingresos (gastos), neto	(312,611)	20,713,184	2,915,837	(666,804)	22,649,606
Gastos de distribución, transportación y venta	-	50,948,771	945,489	(26,663,020)	25,231,240
Gastos de administración	57,437,455	96,884,031	7,050,271	(48,718,224)	112,653,533
Total de gastos generales	57,437,455	147,832,802	7,995,760	(75,381,244)	137,884,773
Rendimiento de operación	(12,656,742)	419,027,899	17,153,195	825,835	424,350,187
Ingreso financiero	123,266,281	67,542,768	3,526,378	(180,586,172)	13,749,255
Costo financiero	(160,824,632)	(114,271,762)	(3,602,868)	179,854,798	(98,844,464)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(12,052,200)	3,172	(1,951,959)	-	(14,000,987)
Pérdida en cambios, neta	(20,531,005)	(232,714,446)	(767,292)	-	(254,012,743)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(117,347,803)	628,357	1,507,488	117,347,803	2,135,845
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(200,146,101)	140,215,988	15,864,942	117,442,264	73,377,093
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	(8,834,626)	266,155,181	7,200,880	-	264,521,435
(Pérdida) rendimiento neto del año	(191,311,475)	(125,939,193)	8,664,062	117,442,264	(191,144,342)
Total de otros resultados integrales del año	10,126,560	96,032,433	21,713,488	-	127,872,481
Resultado integral total del año	\$ (181,184,915)	\$ (29,906,760)	\$ 30,377,550	\$ 117,442,264	\$ (63,271,861)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral
31 de diciembre de 2015

	<u>Petróleos Mexicanos</u>	<u>Garantes subsidiarios</u>	<u>Subsidiarias no-garantes</u>	<u>Eliminaciones</u>	<u>Consolidado</u>
Ventas netas	\$ 15,556	\$ 1,523,767,800	\$ 803,623,324	\$ (1,173,956,323)	\$ 1,153,450,357
Ingresos por servicios	<u>16,897,139</u>	<u>16,815,589</u>	<u>2,585,617</u>	<u>(27,988,310)</u>	<u>8,310,035</u>
Total de ingresos	16,912,695	1,540,583,389	806,208,941	(1,201,944,633)	1,161,760,392
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	476,276,159	1,668,531	-	477,944,690
Beneficio por modificación en plan de pensiones	-	(83,657,496)	(8,519,593)	-	(92,177,089)
Costo de ventas	<u>2,695,423</u>	<u>1,280,404,059</u>	<u>791,147,745</u>	<u>(1,182,282,621)</u>	<u>891,964,606</u>
Rendimiento bruto	14,217,272	(132,439,333)	21,912,258	(19,662,012)	(115,971,815)
Otros (gastos) ingresos, neto	<u>(19,805)</u>	<u>(6,073,003)</u>	<u>3,326,421</u>	<u>1,890,900</u>	<u>(875,487)</u>
Gastos de distribución, transportación y venta	-	32,870,908	2,921,430	(6,863,699)	28,928,639
Gastos de administración	59,923,878	52,832,029	10,638,127	(10,921,939)	112,472,095
Beneficio del periodo de beneficios a empleados en gastos generales	<u>(46,031,780)</u>	<u>(50,394,477)</u>	<u>(7,434,698)</u>	<u>-</u>	<u>(103,860,955)</u>
Total de gastos generales	13,892,098	35,308,460	6,124,859	(17,785,638)	37,539,779
Rendimiento de operación	305,369	(173,820,796)	19,113,820	14,526	(154,387,081)
Ingreso financiero	108,543,665	28,639,034	3,478,434	(125,670,274)	14,990,859
Costo financiero	(85,544,060)	(104,453,148)	(3,306,776)	125,530,391	(67,773,593)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(22,803,663)	6,463	1,347,323	-	(21,449,877)
Pérdida en cambios, neta	(14,829,436)	(139,623,910)	(312,228)	-	(154,765,574)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	<u>(749,963,960)</u>	<u>198,786</u>	<u>2,119,329</u>	<u>749,963,960</u>	<u>2,318,115</u>
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(764,292,085)	(389,053,571)	22,439,902	749,838,603	(381,067,151)
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	<u>(51,982,560)</u>	<u>376,649,369</u>	<u>6,833,438</u>	<u>-</u>	<u>331,500,247</u>
(Pérdida) rendimiento neto del año	(712,309,525)	(765,702,940)	15,606,464	749,838,603	(712,567,398)
Total de otros resultados integrales del año	<u>10,980,787</u>	<u>56,585,790</u>	<u>21,045,777</u>	<u>-</u>	<u>88,612,354</u>
Resultado integral total del año	\$ (701,328,738)	\$ (709,117,150)	\$ 36,652,241	\$ 749,838,603	\$ (623,955,044)

Información financiera complementaria consolidada condensada

**Estado de flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2017**

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (280,844,898)	\$ (206,484,532)	\$ (5,082,639)	\$ 211,561,450	\$ (280,850,619)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	1,155,881	152,607,943	2,940,689	-	156,704,513
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	145,302,407	6,142,153	-	151,444,560
Pozos no exitosos	-	6,164,624	-	-	6,164,624
Gastos de exploración	-	(1,447,761)	-	-	(1,447,761)
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	433,391	14,687,229	1,943,051	-	17,063,671
Utilidad por venta de inversiones en acciones y otras	-	(3,139,103)	-	-	(3,139,103)
Baja de activos no financieros mantenidos para la venta	-	2,808,360	-	-	2,808,360
Dividendos	-	-	(180,675)	-	(180,675)
Actualización del valor presente de la provisión de tapónamiento	-	7,774,000	-	-	7,774,000
Efectos de negocios conjuntos, asociadas y otras	211,567,169	(409,955)	49,515	(211,567,169)	(360,440)
Disminución en activos financieros disponibles para la venta	-	-	1,360,205	-	1,360,205
Pérdida por venta de activos financieros disponibles para la venta	-	-	3,523,748	-	3,523,748
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	(13,526,153)	(1,585,910)	(1,573,376)	-	(16,685,439)
Intereses a cargo	100,545,114	15,736,420	1,363,014	-	117,644,548
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros	(88,496,967)	(14,214,566)	(20,789,692)	-	(123,501,225)
Inventarios	(62,421)	(3,086,181)	(14,818,268)	-	(17,966,870)
Otros activos	(7,091,867)	(483,389)	551,233	-	(7,024,023)
Beneficios a empleados	18,829,768	31,489,785	(254,157)	-	50,065,396
Cargos y deducciones intercompañía	7,284,124	(114,968,213)	514,270	107,169,819	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades operación	<u>(50,206,859)</u>	<u>30,751,158</u>	<u>(24,310,929)</u>	<u>107,164,100</u>	<u>63,397,470</u>
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(1,436,926)	(87,274,561)	(3,147,978)	-	(91,859,465)
Recursos provenientes de la venta de de activos financieros disponibles para la venta	-	-	8,026,836	-	8,026,836
Recursos provenientes de la venta de inversiones en acciones	-	3,863,072	(721,362)	-	3,141,710
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	25,611,359	-	-	(25,611,359)	-
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	<u>24,174,433</u>	<u>(83,411,489)</u>	<u>4,157,496</u>	<u>(25,611,359)</u>	<u>(80,690,919)</u>
Actividades de financiamiento:					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	401,947,349	-	302,768,119	-	704,715,468
Pagos de principal de préstamos	(327,703,729)	(7,981,937)	(306,374,153)	-	(642,059,819)
Intereses pagados	(93,755,698)	(13,991,633)	(1,163,086)	-	(108,910,417)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	-	83,716,743	(2,164,002)	(81,552,741)	-
Flujos neto de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	<u>(19,512,078)</u>	<u>61,743,173</u>	<u>(6,933,122)</u>	<u>(81,552,741)</u>	<u>(46,254,768)</u>
Efectos por cambios en el valor del efectivo (Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	(45,544,504)	9,082,842	(27,086,555)	-	(63,548,117)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	92,503,607	9,732,503	61,296,403	-	163,532,513
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	<u>\$ 46,959,103</u>	<u>\$ 18,815,345</u>	<u>\$ 32,077,306</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 97,851,754</u>

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2016

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (191,311,476)	\$ (139,410,398)	\$ 22,160,755	\$ 117,416,777	\$ (191,144,342)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	1,066,033	146,545,307	2,828,151	-	150,439,491
Reserva de deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	-	(330,037,834)	(1,276,509)	-	(331,314,343)
Pozos no exitosos	-	29,106,084	-	-	29,106,084
Gastos de exploración	-	(2,022,826)	-	-	(2,022,826)
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	320,599	2,658,625	792,063	-	3,771,287
Pérdida en venta de activo fijo	-	27,882,480	-	-	27,882,480
Efectos de negocios conjuntos, asociadas y otras	-	(15,211,039)	-	-	(15,211,039)
Utilidad por venta de inversiones en acciones y otras	117,249,643	(628,356)	(1,507,489)	(117,249,643)	(2,135,845)
Deterioro de crédito mercantil	-	-	4,007,018	-	4,007,018
Dividendos	-	-	(293,397)	-	(293,397)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	11,968,966	-	-	11,968,966
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	231,191,646	6,754,046	5,237,072	-	243,182,764
Intereses a cargo	91,044,541	5,687,502	2,112,421	-	98,844,464
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros	23,636,331	(158,449,370)	45,028,534	-	(89,784,505)
Inventarios	83,317	3,508,494	(4,950,690)	-	(1,358,879)
Otros activos	(2,405,412)	(22,600,504)	(122,614)	-	(25,128,530)
Beneficios a empleados	2,591,000	136,354,337	(91,652,268)	-	47,293,069
Cargos y deducciones intercompañía	(393,835,932)	(83,049,125)	48,435,633	428,449,424	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades operación	(120,369,710)	(380,943,611)	30,798,680	428,616,558	(41,898,083)
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(2,172,586)	(147,786,686)	(1,449,208)	-	(151,408,480)
Recursos provenientes de la venta de inversiones en acciones	-	23,050,344	(365,608)	-	22,684,736
Recursos provenientes de la venta de activo fijo	-	560,665	-	-	560,665
Adquisición de negocios	-	-	(4,329,769)	-	(4,329,769)
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	(39,612,699)	-	-	39,612,699	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(41,785,285)	(124,175,677)	(6,144,585)	39,612,699	(132,492,848)
Actividades de financiamiento:					
Incremento al patrimonio en Certificados de Aportación "A"	73,500,000	-	-	-	73,500,000
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	571,944,209	34,483,348	235,564,210	-	841,991,767
Pagos de principal de préstamos	(372,809,166)	(6,414,441)	(235,763,722)	-	(614,987,329)
Intereses pagados	(82,008,347)	(4,706,946)	(2,038,848)	-	(88,754,141)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	-	464,488,030	3,741,227	(468,229,257)	-
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	190,626,696	487,849,991	1,502,867	(468,229,257)	211,750,297
Efectos por cambios en el valor del efectivo (Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	28,471,701	(17,269,297)	26,156,962	-	37,359,366
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	5,570,892	20,371,126	(9,137,751)	-	16,804,267
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	58,461,014	6,630,674	44,277,192	-	109,368,880
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 92,503,607	\$ 9,732,503	\$ 61,296,403	\$ -	\$ 163,532,513

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
31 de diciembre de 2015

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (712,177,124)	\$ (765,702,826)	\$ 15,738,868	\$ 749,573,684	\$ (712,567,398)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	789,657	164,221,429	2,940,164	-	167,951,250
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	476,276,159	1,668,531	-	477,944,690
Pozos no exitosos	-	23,213,519	-	-	23,213,519
Gastos de exploración	-	(5,698,511)	-	-	(5,698,511)
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	180,992	21,945,266	2,512,279	-	24,638,537
Efectos de negocios conjuntos, asociadas y otras	749,963,958	(198,786)	(2,119,329)	(749,963,958)	(2,318,115)
Utilidad por venta de inversiones en acciones	-	(337,675)	(342,955)	-	(680,630)
Dividendos	-	-	(359,941)	-	(359,941)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	(608,160)	-	-	(608,160)
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	145,971,158	2,996,219	3,708,879	-	152,676,256
Intereses a cargo	63,460,443	3,414,430	898,720	-	67,773,593
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros	(58,554,144)	119,761,648	(27,777,939)	-	33,429,565
Inventarios	108,568	4,547,843	1,511,317	-	6,167,728
Otros activos	(149,819)	(16,578,827)	126,281	-	(16,602,365)
Beneficios a empleados	(10,037,444)	(94,183,192)	(11,801,596)	-	(116,022,232)
Cargos y deducciones intercompañía	(310,384,820)	30,044,041	31,975,215	248,365,564	-
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	(130,828,575)	(36,887,423)	18,678,494	247,975,290	98,937,786
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(1,496,277)	(239,315,507)	(12,702,217)	-	(253,514,001)
Inversión en subsidiarias	-	-	(36,214)	-	(36,214)
Dividendos recibidos	-	(130,323)	4,547,461	-	4,417,138
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	(39,108,879)	-	-	39,108,879	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de inversión	(40,605,156)	(239,445,830)	(8,190,970)	39,108,879	(249,133,077)
Actividades de financiamiento:					
Incremento al patrimonio en Certificados de Aportación "A"	10,000,000	(1,915,922)	1,844,394	71,528	10,000,000
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	345,383,990	-	33,587,088	-	378,971,078
Pagos de principal de préstamos	(147,927,857)	(8,081,177)	(37,609,464)	-	(193,618,498)
Intereses pagados	(58,123,368)	(3,443,923)	(1,169,859)	-	(62,737,150)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	(3,626,448)	289,859,173	922,972	(287,155,697)	-
Flujos neto de efectivo de actividades de financiamiento	145,706,317	276,418,151	(2,424,869)	(287,084,169)	132,615,430
Efectos por cambios en el valor del efectivo (Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	(25,727,414)	84,898	8,062,655	-	(17,579,861)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	73,002,640	5,407,420	39,578,468	-	117,988,528
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 58,461,014	\$ 6,630,674	\$ 44,277,192	\$ -	\$ 109,368,880

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

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

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

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

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Reservas probadas	\$ 2,363,336,481	\$ 2,476,535,503	\$ 2,102,971,025
Construcción en proceso	35,381,089	60,720,261	88,706,330
Depreciación y amortización acumulada	<u>(1,444,962,317)</u>	<u>(1,355,402,150)</u>	<u>(1,224,690,867)</u>
Costo neto capitalizado	<u>\$ 953,755,253</u>	<u>\$ 1,181,853,614</u>	<u>\$ 966,986,487</u>

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Exploración	\$ 32,480,801	\$ 41,661,666
Desarrollo	<u>53,460,364</u>	<u>113,895,246</u>
Total de costos incurridos	<u>\$ 85,941,166</u>	<u>\$ 155,556,912</u>

No se incurrió en ningún costo para la adquisición de propiedades, debido a que las reservas de crudo y gas que PEMEX explota son propiedad de la Nación.

Los costos de exploración incluyen costos de estudios geológicos y geofísicos de campos por \$ 8,828,809 y \$ 6,804,341 para 2017 y 2016, respectivamente; que, de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológicos y geofísicos.

Los costos de desarrollo incluyen aquellos costos incurridos para tener acceso a las reservas probadas y proveer las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, acumulación y almacenamiento del crudo y gas.

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 762,637,362	\$ 616,380,608	\$ 690,591,455
Derechos sobre hidrocarburos	375,156,405	304,299,019	376,682,705
Costos de producción (excluyendo impuestos)	248,957,950	171,194,337	177,774,082
Otros costos y gastos	(3,954,222)	61,359,271	20,360,540
Gastos de exploración	14,993,433	39,693,273	31,244,564
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	<u>240,672,906</u>	<u>(150,891,739)</u>	<u>527,014,056</u>
	<u>875,826,472</u>	<u>425,654,161</u>	<u>1,133,075,947</u>
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	<u>\$ (113,189,111)</u>	<u>\$ 190,726,447</u>	<u>\$ (442,484,491)</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):

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce) ⁽¹⁾	US\$ 38.63	US\$ 29.18	US\$ 37.17
Barril de crudo	48.71	36.55	48.22
Gas natural en miles de pies cúbicos	4.32	3.01	3.78

⁽¹⁾ Para convertir el gas seco en barriles de petróleo se utiliza el factor de 5.201 miles de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo.

e. Reservas de crudo y gas (no auditado)

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, todo el petróleo, así como todas las reservas de hidrocarburos localizadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. De acuerdo a la Ley de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción tiene el derecho de extraer, pero no tiene la propiedad de estas reservas, pudiendo vender la producción resultante. Las actividades de exploración y desarrollo de Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias están actualmente limitadas a reservas ubicadas en México.

Las reservas probadas de petróleo y gas natural son aquellas cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran, con certeza razonable, ser recuperables en el futuro de los yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y métodos operativos existentes, así como conforme a las regulaciones gubernamentales.

Las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2017 fueron determinadas por el segmento Pemex Exploración y Producción y revisadas por los Despachos de Ingeniería Independientes (según se define más adelante), las cuales auditan dichas reservas de hidrocarburos. Adicionalmente, de conformidad con el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. El 23 de marzo de 2018 la CNH revisó y aprobó los reportes de las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2017.

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

- Experiencia en el área.
- Etapa de desarrollo.
- Calidad y suficiencia de la información básica.
- Historia de producción y presión.

La información acerca de las reservas al 31 de diciembre de 2017, representa únicamente estimaciones. La valuación de las reservas es un proceso subjetivo en el que se realiza una estimación de las acumulaciones de petróleo crudo y gas natural en el subsuelo que no pueden medirse de manera exacta. La precisión de cualesquier estimación de las reservas depende de la calidad de los datos disponibles, de la ingeniería, de la interpretación geológica y del juicio profesional. Como resultado de lo anterior, los estimados de diferentes ingenieros pueden variar entre sí. Además, los resultados de perforación, pruebas y producción posteriores a la fecha de un estimado pueden justificar la revisión del mismo.

Durante 2017 no se reportaron incrementos en las reservas probadas de hidrocarburos como resultado del uso de nuevas tecnologías.

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

Adicionalmente al proceso de revisión interna anterior, las estimaciones de reservas finales del segmento de Exploración y Producción fueron auditadas por Despachos de Ingeniería Independientes. Al 31 de diciembre de 2017, tres despachos independientes certificaron las reservas: Netherland, Sewell International, S. de R.L. de C.V. ("Netherland"), DeGolyer y MacNaughton ("DeGolyer") y Ryder Scott Company, L.P. ("Ryder Scott") (en su conjunto los "Despachos de Ingeniería Independientes"). Las estimaciones de reservas certificadas por los Despachos de Ingeniería Independientes comprendieron el 97.0% de las reservas probadas de PEMEX. El 3.0% restante se refiere a reservas localizadas en ciertas áreas en las cuales un tercero proporciona servicios de perforación a Pemex Exploración y Producción y donde se acuerda que el tercero que corresponda es responsable de evaluar los volúmenes de reservas.

Netherland certificó las reservas en los activos Poza Rica-Altamira, Aceite Terciario del Golfo y Litoral de Tabasco. DeGolyer certificó las reservas de los activos Burgos y Veracruz y Ryder Scott certificó las reservas de los activos Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac, Samaria-Luna, Abkatún-Pol-Chuc, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Las auditorías llevadas a cabo por los Despachos de Ingeniería Independientes consistieron básicamente en lo siguiente: (1) análisis de los datos históricos de yacimientos, tanto estáticos como dinámicos, proporcionados por Pemex Exploración y Producción; (2) construcción o actualización de sus propios modelos estáticos y dinámicos de caracterización de yacimientos de algunos de sus campos; (3) análisis económico de los campos; y (4) revisión de los pronósticos de la producción y de las estimaciones de reservas realizadas por Pemex Exploración y Producción.

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

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

Los valores de reservas al 31 de diciembre de 2016, que se utilizan en los párrafos inferiores, consideran únicamente los campos que están asignados a Pemex, los cuales difieren de los reportados en la 20-F de 2016 debido a aquellos campos que fueron adjudicados a terceros durante las rondas licitatorias por la CNH durante 2017.

Las reservas probadas asignadas a PEMEX, desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos licuables recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 10.5% en 2017, pasando de 7,181 MMB al 31 de diciembre de 2016 a 6,427 MMB al 31 de diciembre de 2017. En 2017 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 14.5 % es decir, pasaron de 4,872 MMB en 2016 a 4,166 MMB en 2017. Los decrementos anteriores son básicamente consecuencia de la producción de aceite extraída durante el año 2017, reducción en las actividades de desarrollo de campos y al comportamiento de los yacimientos y el efecto por aquellos campos que ya no son asignados a Pemex por los resultados de las rondas licitatorias, además de las asociaciones como el caso de los campos Santuario y El Golpe, de los cuales el 64% de las reservas probadas está asignado a Pemex. En 2017 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos adicionales, fueron insuficientes para compensar el nivel de producción, el cual fue de 805.5 MMB de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de PEMEX de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 5.2% en 2017, pasando de 6,955 MMMpc en 2016 a 6,593 MMMpc en 2017. Las reservas probadas desarrolladas de PEMEX de gas seco disminuyeron 10.4% al pasar de 4,492 MMMpc en 2016 a 4,026 MMMpc en 2017. Estas reducciones se explican por la producción de gas extraída durante el año 2017, reducción en las actividades de desarrollo de campos y al comportamiento de los yacimientos y el efecto por aquellos campos que ya no son asignados a Pemex por los resultados de las rondas licitatorias, además de las asociaciones como el caso de los campos Santuario y El Golpe, de los cuales el 64% de las reservas probadas está asignado a Pemex. La cantidad de reservas probadas de gas seco adicionadas en 2017 fue insuficiente para mantener el nivel de producción en 2017 la cual fue de 999 MMMpc de gas seco. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco de PEMEX incrementaron 4.2% en 2017, de 2,464 MMMpc en 2016 a 2,567 MMMpc en 2017.

Durante 2017, las actividades de exploración en aguas someras y regiones terrestres incorporaron aproximadamente 246 MMbpce provenientes de un campo productor de petróleo, dos campos de gas y condensado y la delimitación de un campo, en áreas cercanas a instalaciones de campos de explotación a través de asignaciones de exploración. Es importante mencionar el descubrimiento realizado por Pemex de 2 nuevos campos terrestres desde 2015.

Las siguientes tres tablas muestran la estimación de las reservas probadas de petróleo crudo y gas seco de PEMEX, determinadas según la Regla 4-10 (a).

Resumen de reservas probadas de crudo y gas (1) al 31 de diciembre 2017 basado en los precios promedio del año fiscal.

	Crudo y Condensado ⁽²⁾ (MMb)	Gas seco ⁽³⁾ (MMMpc)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		
Reservas probadas desarrolladas	4,166	4,026
Reservas probadas no desarrolladas	<u>2,261</u>	<u>2,567</u>
Total de reservas probadas	<u><u>6,427</u></u>	<u><u>6,593</u></u>

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

(1) PEMEX no produce petróleo o gas sintético, ni extrae otros recursos naturales de los cuales puede producirse petróleo o gas sintético.

(2) Las reservas de petróleo crudo y condensado incluyen fracción de hidrocarburos licuables recuperables en plantas procesadoras de gas natural ubicadas en los campos.

(3) La producción se refiere a gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un encogimiento en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1 de enero	7,181 ⁽³⁾	7,977	10,292
Revisiones ⁽²⁾	(95)	189	(1,491)
Delimitaciones y descubrimientos	147	(55)	111
Producción	<u>(805)</u>	<u>(891)</u>	<u>(935)</u>
Al 31 de diciembre	<u><u>6,427</u></u>	<u><u>7,219</u></u>	<u><u>7,977</u></u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	4,166	4,886	5,725
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,261	2,333	2,252

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

(1) Las reservas de petróleo crudo y condensados incluyen la fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas de procesamiento de gas natural localizadas en los campos.

(2) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y cambio en los precios de los hidrocarburos.

(3) Reservas al 31 de diciembre de 2016 considerando solamente los campos que están asignados a Pemex al 31 de diciembre de 2017

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Reservas de gas seco

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1 de enero	6,955 ⁽⁴⁾	8,610	10,859
Revisiones ⁽¹⁾	169	(183)	(955)
Delimitaciones y descubrimientos	468	(308)	47
Producción ⁽²⁾	<u>(999)</u>	<u>(1,134)</u>	<u>(1,341)</u>
Al 31 de diciembre	<u>6,593</u>	<u>6,984</u>	<u>8,610</u>
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	4,026	4,513	6,012
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,567	2,471	2,598

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

(1) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y cambios en los precios de los hidrocarburos

(2) La producción se refiere al gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un encogimiento en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

(3) Reservas al 31 de diciembre de 2016 considerando solamente los campos que están asignados a Pemex al 31 de diciembre de 2017

Fuente: Pemex Exploración y Producción

La Tasa de Restitución de Reserva (TRR) de Pemex Exploración y Producción para un periodo se calcula dividiendo la suma total de reservas probadas, generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones de las reservas entre la producción total del periodo. Durante 2017, obtuvimos 174.2 MMbpce de reservas probadas como agregado de descubrimientos, revisiones, delimitaciones y desarrolló que representa una TRR de 17.5%. La TRR de 2017 representa una mejora en comparación con el 2016 donde la TRR fue de 4%. Pemex Exploración y Producción espera continuar mejorando su TRR en años subsecuentes.

La relación reserva-producción (RRP), la cual resulta de dividir las reservas remanentes al final del año que corresponde, entre el total de la producción de hidrocarburos de ese año, resultó de 7.7 años para las reservas probadas en petróleo crudo equivalente, al 31 de diciembre de 2017, permaneciendo estable en comparación con la RRP del 2016 de 7.7 años.

f. Medición estándar de los flujos futuros de efectivo netos, relacionados con las reservas probadas de crudo y de gas (auditado).

Las tablas de medición estándar que se presentan a continuación se refieren a las reservas probadas de crudo y gas, excluyendo las reservas probadas que están programadas para iniciar su producción a partir del año 2042. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.

Los flujos de efectivo futuros de la producción estimada, se calculan aplicando los precios promedio del crudo y del gas al primer día de cada mes del año 2017. Los costos de desarrollo y producción son aquellos gastos futuros estimados, necesarios para desarrollar y producir las reservas probadas al fin de año, después de aplicar una tasa de descuento del 10% a los flujos netos de efectivo, considerando condiciones económicas constantes al cierre de año.

Los gastos futuros por impuestos se calculan aplicando las tasas de impuestos y derechos aplicables, considerando las tasas de impuestos y derechos del nuevo régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción, vigente para el ejercicio 2017 a los flujos de efectivos netos futuros antes de impuestos relativos a las reservas probadas de petróleo y gas.

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

La medida estándar proporcionada más abajo representa únicamente un valor de evaluación comparativo, no es una estimación de los flujos futuros de efectivo esperados o el valor justo de los derechos de producción de PEMEX. Existen innumerables incertidumbres en la estimación de las cantidades de reservas probadas y en la proyección de tasas futuras de producción y del tiempo de la erogación de gastos, incluyendo muchos factores más allá del control del productor. En consecuencia las estimaciones de reservas pueden diferir materialmente de las cantidades de petróleo crudo y gas que finalmente sean recuperadas.

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
	(en millones de dólares)		
Flujos de efectivo	US\$ 269,489	US\$ 228,196	US\$ 325,052
Costos de producción futuros (sin impuestos a la utilidad)	(114,369)	(87,942)	(99,948)
Costos futuros de desarrollo	<u>(26,229)</u>	<u>(25,515)</u>	<u>(32,560)</u>
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	128,891	114,738	192,544
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	<u>(129,377)</u>	<u>(108,960)</u>	<u>(167,056)</u>
Flujos netos de efectivo	(487)	5,779	25,488
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	<u>(4,600)</u>	<u>(937)</u>	<u>(9,946)</u>
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	<u>US\$ 4,113</u>	<u>US\$ 4,841</u>	<u>US\$ 15,541</u>

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

Para cumplir con la Norma, en la tabla siguiente, se presentan los cambios agregados en la medida estándar para cada año y las fuentes significantes de variación:

Cambios en la medición estándar de flujo futuros de efectivos netos

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
	(en millones de dólares)		
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	US\$ (25,076)	US\$ (19,411)	US\$ (28,371)
Cambios netos en los precios y costos de producción	26,355	(53,278)	(327,865)
Extensiones y descubrimientos	3,639	1,105	3,086
Costos de desarrollos incurridos durante el año	2,699	4,124	10,172
Cambios en costos estimados de desarrollo	2,744	1,763	(2,171)
Revisiones de reserva y cambio de fecha	(1,353)	6,366	(22,801)
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo	5,891	11,094	43,394
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto	<u>(15,628)</u>	<u>37,537</u>	<u>295,437</u>
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	<u><u>US\$ (728)</u></u>	<u><u>US\$ (10,700)</u></u>	<u><u>US\$ (29,119)</u></u>
Medición estandarizada:			
Al 1° de enero	US\$ 4,841	US\$ 15,541	US\$ 44,661
Al 31 de diciembre	<u>4,113</u>	<u>4,841</u>	<u>15,541</u>
Variación	<u><u>US\$ (728)</u></u>	<u><u>US\$ (10,700)</u></u>	<u><u>US\$ (29,119)</u></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.

10.2. Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales

Empresa	Participación ^{1/}	
	%	Tipo
Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Petróleos Mexicanos		
•P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. Petróleos Mexicanos	98.33	(directa)
•P.M.I. Trading Limited Petróleos Mexicanos	48.51	(directa)
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	51.49	(indirecta)
•Holdings Holanda Services B.V. Petróleos Mexicanos	100	(directa)
•P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. Petróleos Mexicanos	100	(directa)
•P.M.I. Holdings B.V. Petróleos Mexicanos	100	(directa)
•P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. Holdings Holanda Services B.V.	28.3 71.7	(indirecta) (indirecta)
•P.M.I. Services B.V. P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	100	(indirecta)
•P.M.I. Services North America, Inc. P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	59.02 40.98	(indirecta) (indirecta)
•Deer Park Refining Limited Partnership P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	49.99	(indirecta)
•Texas Frontera, LLC P.M.I. Services North America, Inc.	50	(indirecta)
•Frontera Brownsville, LLC P.M.I. Services North America, Inc.	50	(indirecta)
•PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. Holdings Holanda Services, B.V.	99.999999 0.000001	(indirecta) (indirecta)
•Hijos de J. Barreras, S.A. P.M.I. Holdings B.V.	51	(indirecta)
•P.M.I. Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V. P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	1 99	(indirecta) (indirecta)
•P.M.I. Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V. P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	0.99 99.01	(indirecta) (indirecta)
•P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V. P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	1 99	(indirecta) (indirecta)
•PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V. P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	1 99	(indirecta) (indirecta)
•Administración Portuaria Integral P.M.I., S.A. de C.V. ^{2/} P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	98 2	(indirecta) (indirecta)

•PMI Ducto de Juárez, S. de R. L. de C.V.		
P.M.I. Services North America, Inc.	99.998	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	0.002	(indirecta)
•P.M.I. Trading México, S.A. de C.V.		
P.M.I. Trading Limited	99.99	(indirecta)
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	0.01	(indirecta)
•Kot Insurance Company, A.G.		
Petróleos Mexicanos	100	(directa)
•Pemex Procurement International, Inc.		
Petróleos Mexicanos	100	(directa)
•Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.		
Petróleos Mexicanos	99.99999	(directa)
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	0.00001	(indirecta)
•I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.		
Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	99.982	(indirecta)
Petróleos Mexicanos	0.018	(directa)
•Infraestructura y Servicios Inmobiliarios, S.A. de C.V.		
Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	99	(indirecta)
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	1	(indirecta)
•PMX Energy Partners, S.A. de C.V.		
Petróleos Mexicanos	99	(directa)
Pemex Logística	1	(indirecta)
•Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.		
Petróleos Mexicanos	49	(directa)
•Unión de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes, S.A. de C.V.^{2/}		
Petróleos Mexicanos	5	(directa)

Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex Transformación Industrial

•Mex Gas Internacional, S.L.^{3/}		
Pemex Transformación Industrial	100	(directa)
•CH4 Energía, S.A. de C. V.		
Mex Gas Internacional, S.L.	50	(indirecta)
•Mex Gas Supply, S.L.		
Mex Gas Internacional, S.L.	100	(indirecta)
•Mex Gas Trading, S.L.		
Mex Gas Internacional, S.L.	100	(indirecta)
•MGI Enterprises US, LLC		
Mex Gas Internacional, S.L.	100	(indirecta)
•MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.		
Mex Gas Internacional, S.L.	100	(indirecta)
•MGC México, S.A de C.V.		
MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.0007	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	99.9993	(indirecta)
•TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.		
Mex Gas Supply, S.L.	16	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	84	(indirecta)
•TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.		
TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V.	99.99976	(indirecta)
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.	0.00001	(indirecta)
•TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.		
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.	5	(indirecta)

•TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V. TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.	5	(indirecta)
•TAG Transístmico, S. de R.L. de C.V. TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V. Mex Gas Internacional, S.L.	99 1	(indirecta) (indirecta)
•Sierrita Gas Pipelines, LLC MGI Enterprises US, LLC	35	(indirecta)
•NET Mexico Pipeline Partners, LLC MGI Enterprises US, LLC	10	(indirecta)
•Pasco Terminals, Inc. MGI Enterprises US, LLC Mex Gas Internacional, S.L.	99 1	(indirecta) (indirecta)
•Terrenos para Industrias, S.A. Pemex Transformación Industrial	100	(directa)
•P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V. ^{2/} Pemex Transformación Industrial P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	50 50	(directa) (indirecta)
•PMX Cogeneración Internacional, S.L. Mex Gas Internacional, S.L. MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	99 1	(indirecta) (indirecta)
•PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V. PMX Cogeneración Internacional, S.L. Mex Gas Internacional, S.L.	99.9998 0.0002	(indirecta) (indirecta)
•PMX O&M, S.A.P.I. de C.V. ^{2/} PMX Cogeneración Internacional, S.L. PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.	90 10	(indirecta) (indirecta)
•PMX T&S, S.A.P.I. de C.V. ^{2/} PMX Cogeneración Internacional, S.L. PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.	90 10	(indirecta) (indirecta)
Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex Exploración y Producción		
•Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. ^{4/} Pemex Exploración y Producción	60	(directa)
•Administración Portuaria Integral Dos Bocas, S.A. de C.V. ^{4/} Pemex Exploración y Producción	40	(directa)
•P.M.I. Marine DAC Pemex Exploración y Producción	100	(directa)
•PEMEX USA GOM I, Inc. P.M.I. Marine DAC	100	(indirecta)
•PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V. P.M.I. Marine DAC Pemex Exploración y Producción	51.01 48.99	(indirecta) (directa)
Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex Etileno		
•PPQ Cadena Productiva, S.L. Pemex Etileno	100	(directa)
•Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. PPQ Cadena Productiva, S.L.	44.09	(indirecta)
•PMV Minera, S.A. de C.V. PPQ Cadena Productiva, S.L.	44.09	(indirecta)
•PMV Servicios Administrativos, S.A. de C.V. Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.	99.999	(indirecta)

Empresas con participación accionaria directa de Pemex Logística

•Ductos El Peninsular, S.A.P.I. de C.V.		
Pemex Logística	30	(directa)
•PMI Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V.		
Pemex Logística	99	(directa)
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	1	(indirecta)

Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex Fertilizantes

•PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.		
Pemex Fertilizantes	99.99999996	(directa)
Pemex Etileno	0.00000004	(indirecta)
•PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.		
Pemex Fertilizantes	76.66	(directa)
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	23.34	(indirecta)
•Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.		
PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.3	(indirecta)
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.7	(indirecta)
•Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	46.6	(indirecta)
Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	53.4	(indirecta)
•Dinámica Industrial Balsas, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001	(indirecta)
•Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	0.004	(indirecta)
Sadcom del Centro S.A. de C.V.	99.996	(indirecta)
•Minera Rofomex, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99392	(indirecta)
Roca Fosfórica Mexicana S.A. de C.V.	0.00607	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00001	(indirecta)
•Roca Fosfórica Mexicana, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999997	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000003	(indirecta)
•Roca Fosfórica Mexicana II, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999995	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000005	(indirecta)
•Grupo Fertinal, S.A. de C.V.		
PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.99999998	(indirecta)
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.00000002	(indirecta)
•Materias Primas, Inmuebles y Transportes de México, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999999	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0000001	(indirecta)
•Sadcom del Centro, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001	(indirecta)

1/ Redondeo a dos decimales, excepto en los casos en los que dicho redondeo no es suficiente para reflejar el porcentaje de la participación accionaria en la empresa.

2/ Empresas que iniciaron su proceso de liquidación, sin haberlo concluido al 31 de diciembre de 2017.

3/ Las empresas de nacionalidad española Mex Gas Internacional, S.L. (como fusionada) y Mex Gas Enterprises, S.L. (como fusionante conservando el nombre de la anterior) concluyeron su proceso de fusión durante el mes de enero de 2018, aunque dicha fusión surtió efectos legales de acuerdo con la ley española el 29 de diciembre de 2017 (fecha de presentación de la documentación correspondiente ante el Registro Mercantil de España). El presente informe refleja que la fusión de ambas empresas ha concluido.

4/ Empresa Paraestatal.

Glosario

Acrónimo	Significado
1P	Reservas Probadas
2P	Reservas Probadas + Reservas Probables
3P	Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles
3D	Tridimensionales
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Brent	El Brent es un tipo de petróleo que se extrae principalmente del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos.
BTX	Benceno, Tolueno y Xileno
CCAC	Climate and Clean Air Coalition
CEE	Contratos de Exploración y Extracción
CENAGAS	Centro Nacional de Control de Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEP	Contrato Integral de Exploración y Producción
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO ₂	Dióxido de carbono
<i>Compliance</i>	Conjunto de políticas y procedimientos establecidos para que una empresa, sus directivos, empleados, clientes, proveedores, contratistas y en general cualquier tercero con el que mantiene relaciones comerciales cumplan con las disposiciones jurídicas y les permita mitigar riesgos.
COSO	Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission
CPG	Complejo Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DC	Direcciones Corporativas
DOF	Diario Oficial de la Federación
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
<i>Farm-out</i>	Alianzas o asociaciones que en términos de las leyes vigentes puede celebrar Petróleos Mexicanos para la realización, por parte de un tercero, de actividades vinculadas a la explotación de hidrocarburos
GLP	Gas licuado de petróleo
Henry Hub	El Henry Hub es una red de distribución en el sistema de ductos de gas natural en Erath, Louisiana, propiedad de Sabine Pipe Line LLC. Dada su importancia, le presta su nombre a los futuros de gas natural que se comercian en el Mercado de cambios de Nueva York (NYMEX) y a los swaps OTC que se comercian en el Intercontinental Exchange (ICE).
IEPS	Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios
IFD	Instrumentos Financieros Derivados
IFRS	Normas Internacionales de Información Financiera (por sus siglas en inglés)
IIE	Índice de Intensidad Energética
INAI	Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales
IPNP	Índice de Paros No Programados. Es el porcentaje del tiempo que un equipo o instalación incurrió en paros que no han sido programados con relación a un periodo de análisis establecido.

Acrónimo	Significado
LFTAIP	Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública
LPM	Ley de Petróleos Mexicanos
MARE	Marco de Administración de Riesgos Empresariales
MME	Mezcla Mexicana de Exportación
NOx	Óxidos de nitrógeno
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PACMA	Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente
PCS	Pemex Cogeneración y Servicios
PE	Pemex Etileno
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PEP	Pemex Exploración y Producción
PF	Pemex Fertilizantes
PLOG	Pemex Logística
PMI	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
PPS	Pemex Perforación y Servicios
PROA	Programas, Obras y Acciones
PTRI	Pemex Transformación Industrial
SCI	Sistema de control interno institucional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SOx	Óxidos de azufre
SSPA	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
UBA	Ultra Bajo Azufre
UMS 10Y	Bonos del Gobierno Federal a 10 años en dólares
WTI	West Texas Intermediate

Unidad de medida	Significado
bpce	barriles de petróleo crudo equivalente
Btu	British Thermal Unit
ha	hectárea
km	kilómetro
m	metro
Mb	miles de barriles
Mbd	miles de barriles diarios
Mm ³	miles de metros cúbicos
MMb	millones de barriles
MMbd	millones de barriles diarios
MMbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMMpc	miles de millones de pies cúbicos
MMpcd	millones de pies cúbicos diarios
MMUS\$	millones de dólares
MMMUS\$	miles de millones de dólares
Mt	miles de toneladas
MW	megavatios
t	tonelada
US\$/MMBtu	dólares por millón de Btu
US\$/b	dólares por barril
US\$/bpce	dólares por barril de petróleo crudo equivalente



CÁMARA DE DIPUTADOS
LXIII LEGISLATURA

Secretario General: Mauricio Farah Gebara; **Secretario de Servicios Parlamentarios:** Juan Carlos Delgadillo Salas; **Secretario de Servicios Administrativos y Financieros:** Carlos Alfredo Olson San Vicente; **Director General de Crónica y Gaceta Parlamentaria:** Gilberto Becerril Olivares; **Directora del Diario de los Debates:** Eugenia García Gómez; **Jefe del Departamento de Producción del Diario de los Debates:** Oscar Orozco López; **Apoyo Documental:** **Dirección General de Proceso Legislativo, Directora General,** María Elena Sánchez Algarín. Oficinas de la Dirección del Diario de los Debates de la Cámara de Diputados del Congreso de la Unión: Palacio Legislativo, avenida Congreso de la Unión 66, edificio E, cuarto nivel, colonia El Parque, delegación Venustiano Carranza, CP 15969. Teléfonos: 5036-0000, extensiones 54039, 54044, 54037. Registrado como artículo de segunda clase en la Administración de Correos, el 21 de septiembre de 1921. **Página electrónica:** <http://cronica.diputados.gob.mx>