



**CÁMARA DE
DIPUTADOS**
LXIV 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 Primer Año de Ejercicio

Presidente

Diputado Porfirio Muñoz Ledo

Año I

Lunes 29 de abril de 2019

Sesión 31 Anexo "B"

Mesa Directiva

Presidente

Dip. Porfirio Muñoz Ledo

Vicepresidentes

Dip. María de los Dolores Padierna Luna

Dip. Marco Antonio Adame Castillo

Dip. Dulce María Sauri Riancho

Secretarios

Dip. Karla Yuritzi Almazán Burgos

Dip. Mariana Dunyaska García Rojas

Dip. Sara Rocha Medina

Dip. Héctor René Cruz Aparicio

Dip. Lizeth Sánchez García

Dip. Carmen Julieta Macías Rábago

Dip. Mónica Bautista Rodríguez

Dip. Lyndiana Elizabeth Bugarín Cortés

Junta de Coordinación Política

Presidente

Dip. Mario Delgado Carrillo
Coordinador del Grupo Parlamentario de
Movimiento de Regeneración Nacional

Coordinadores de los Grupos Parlamentarios

Dip. Juan Carlos Romero Hicks
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido Acción Nacional

Dip. René Juárez Cisneros
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido Revolucionario Institucional

Dip. Olga Juliana Elizondo Guerra
Coordinadora del Grupo Parlamentario del
Partido Encuentro Social

Dip. Reginaldo Sandoval Flores
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido del Trabajo

Dip. Itzcóatl Tonatiuh Bravo Padilla
Coordinador del Grupo Parlamentario de
Movimiento Ciudadano

Dip. Verónica Beatriz Juárez Piña
Coordinadora del Grupo Parlamentario del
Partido de la Revolución Democrática

Dip. Arturo Escobar y Vega
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido Verde Ecologista de México



**CÁMARA DE
DIPUTADOS**
LXIV 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 Primer Año de Ejercicio

Director General de Crónica y Gaceta Parlamentaria Gilberto Becerril Olivares	Presidente Diputado Porfirio Muñoz Ledo	Directora del Diario de los Debates Eugenia García Gómez
Año I	Ciudad de México, lunes 29 de abril de 2019	Sesión 31 Anexo "B"

SUMARIO

Oficio de la Secretaría de Energía, con el que remite el Informe Anual 2018 de
Petróleos Mexicanos.

4

Oficio de la Secretaría de Energía, con el que remite el Informe Anual 2018 de Petróleos Mexicanos.

31-12

CAP

ENERGIA

12



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



2019
AÑO DEL CABILLO DEL SUR
EMILIANO ZAPATA

Oficina de la C. Secretaria
Oficio No. SENER.100/2019/260.

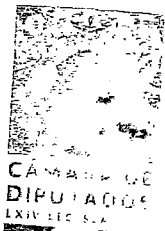
Tómase a la Comisión de Energía, para su conocimiento. Abril 29 del 2019.

Ciudad de México, 25 de abril de 2019.

DIP. PORFIRIO MUÑOZ LEDO
PRESIDENTE DE LA MESA DIRECTIVA DE LA
H. CÁMARA DE DIPUTADOS.
P R E S E N T E.

Que en la sesión 940 Ordinaria de fecha 23 de abril del 2019 del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos fue presentado el Informe Anual 2018 por el Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General de Petróleos Mexicanos, el cual fue aprobado por los consejeros, por lo que en términos del en términos del Artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos en mi calidad de Presidenta del Consejo, hago llegar al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión.

Por lo anterior adjunto al presente el Informe Anual 2018 de Petróleos Mexicanos.
Sin otro particular, reitero a usted mi respeto y consideración más distinguida.



H. CÁMARA DE DIPUTADOS
MESA DIRECTIVA DE LA MESA DIRECTIVA
SECRETARÍA TÉCNICA

25 ABR. 2019

ATENTAMENTE

RECIBIDO
Angelica Garcia Pompa

ING. NORMA ROCÍO NAHLE GARCÍA
SECRETARIA DE ENERGÍA

PRESIDENCIA
DE LA MESA DIRECTIVA

2019 ABR 26 PM 12 14



008355

C.c.p. L.C.P. Jenny Vera Burgos, Titular de la Unidad de Administración y Finanzas.
Lic. Oscar René Martínez Hernández, Titular del Órgano Interno de Control en la Secretaría de Energía.
Ing. Octavio Romero Oropeza Director General de Petróleos Mexicanos
Archivo

3909



Ciudad de México a, 25 de abril de 2019

DG- 078 /2019

Ing. Norma Rocío Nahle García
Presidenta del Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos y Secretaria de Energía
Presente.

Asunto: Informe Anual de Petróleos
Mexicanos 2018.

En cumplimiento al artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, adjunto el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2018, aprobado por el Consejo de Administración en su sesión 940 ordinaria, con el propósito de que, en su carácter de Presidenta del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, sea el amable conducto para su presentación al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión.

Al Informe Anual 2018 se anexa la documentación siguiente:

- a) Acuerdo por el que el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emite la evaluación de la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos, y
- b) Acuerdo por el que el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprueba el referido informe.

Sin más por el momento, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,



Ing. Octavio Romero Oropeza
Director General

Ccp. Lic. Andrés Manuel López Obrador. Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos.
Dip. Porfirio Muñoz Ledo. Presidente de la Mesa Directiva de la H. Cámara de Diputados.
Sen. Martí Batres Guadarrama. Presidente de la Mesa Directiva de la H. Cámara de Senadores.
Lic. Agustín Díaz Lastra. Prosecretario del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.



PEMEX
Secretaría del Consejo
de Administración

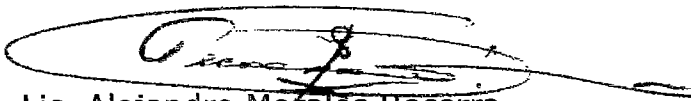
**Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos**

**Sesión 940 Ordinaria
23 de abril de 2019**

**Acuerdo
CA-039/2019**

**I.1 Evaluación del Consejo de Administración sobre la Ejecución de los Programas Anuales
de Petróleos Mexicanos por el Ejercicio 2018.**

Con fundamento en los artículos 13, fracción XXIX, y 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración **emitió** la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2018, en los términos del documento anexo.


Lic. Alejandro Morales Becerra
Secretario



22 de abril de 2019

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 2018, 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 2018

Con base en la información proporcionada por la Administración en las distintas sesiones de los Comités y del Consejo de Administración (CAPEMEX) celebradas durante el ejercicio, así como de lo manifestado en el Informe del Director General y, de acuerdo con el artículo 36, fracción II, de la Ley de Petróleos Mexicanos, los Consejeros emiten su evaluación y consideraciones sobre el grado de cumplimiento de los programas anuales por el ejercicio 2018.

Contexto de los Programas Anuales 2018

Para el ejercicio 2018, mediante acuerdo CA-021/2019, del 26 de febrero de 2019, el CAPEMEX tomó conocimiento de la relación de los programas anuales de Petróleos Mexicanos (PEMEX) objeto de evaluación:

Objetivos de negocio y aspectos operativos

- 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) 2018, aprobado por el CAPEMEX en diciembre de 2017; presenta las variables operativas en las cadenas de crudo y gas, así como los resultados financieros alineados a las metas establecidas para PEMEX en la Ley de Ingresos de la Federación y en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2018.

Presupuesto autorizado y ajustes

- Informe sobre el Presupuesto de Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias para el ejercicio 2018, aprobado por el Congreso de la Unión y autorización de los calendarios de presupuesto; el CAPEMEX tomó conocimiento del presupuesto autorizado a PEMEX en diciembre de 2017, en el que se estableció la meta de balance financiero y el techo de gasto en servicios personales.
- Adecuaciones presupuestales, considera los movimientos presupuestales autorizadas por el CAPEMEX a lo largo del año.



Implementación de la estrategia

- Avance en la instrumentación de las asociaciones en Exploración y Producción.
- Avance en la implementación de oportunidades de Negocios.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

- Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2018 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias. En febrero de 2018, el CAPEMEX tomó conocimiento de este programa, el cual considera las acciones encaminadas al uso austero de los recursos humanos, materiales, financieros y tecnológicos de los servicios administrativos de la empresa.

Contexto del entorno

Los primeros tres trimestres de 2018 se caracterizaron por mantener el repunte en los precios mostrado desde mediados de 2017, en particular, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) alcanzó una cotización máxima en octubre de 71.29 dólares por barril (US\$/b), misma que no se presentaba desde 2014, superando así, durante los últimos tres meses del año al WTI, su principal marcador.

Para finales de 2018, los precios internacionales retrocedieron significativamente, al aumentar la producción en EUA, Rusia y Arabia Saudita (los productores de crudo más relevantes a escala mundial). Para el cierre del año, el precio promedio anual de la MME se ubicó en 61.34 US\$/b, lo que representó un crecimiento de 31.1% respecto a 2017.

Con relación al tipo de cambio, este se ubicó en 19.24 pesos por dólar (\$/US\$) promedio para 2018, 0.32 \$/US\$ más que en 2017. Durante 2018, el tipo de cambio osciló entre 18.35 \$/US\$ y 20.31 \$/US\$.

De manera adicional a los factores macroeconómicos y de precios señalados anteriormente, los resultados de la empresa se vieron influenciados por eventos como las rondas de asignación de áreas de exploración y extracción nacionales, la participación de PEMEX en la asignación de contratos, así como el impacto de la apertura en el mercado de gasolina, diesel, gas LP y gas seco, y la disminución en la asignación presupuestal.

Entre 2016 y 2018, PEMEX logró la firma de 22 contratos de los cuales 14 contratos fueron resultado de la participación de PEMEX en las rondas de licitación nacionales¹, cinco correspondieron a migraciones de asignaciones (una corresponde a migración sin socio -Ek-Balam-) y tres a asociaciones.

Por otro lado, el efecto de la apertura del mercado, la liberalización de los precios y la disminución en la producción nacional de gasolinas, diesel, gas LP y gas natural, ha representado para los particulares una ventana de oportunidad para satisfacer la demanda requerida de combustibles a través de la importación. Como resultado de lo anterior, la participación de PEMEX en las ventas nacionales de gasolina y diesel en 2018 se situó en 93.3%, comparado con el 98.2% registrado en 2017.

Resultados financieros y presupuestales

¹ En las rondas de Licitación PEMEX presentó ofertas para 29 bloques, resultando ganador en 14 bloques que representan el 48% del total de ofertas.



Durante 2018, PEMEX registró mayores ingresos por 20.3% con respecto a lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de referencia derivado, principalmente, por el aumento en los precios de la MME, las fluctuaciones en el tipo de cambio, mayores ventas al exterior de crudo y de petrolíferos en territorio nacional. No obstante, los egresos también aumentaron en 18.9% con respecto al PEF, donde el concepto con mayor efecto fue la compra de mercancía para reventa (gasolina y diesel, principalmente), la cual presentó un incremento de 75.4% con respecto a lo señalado en el programa.

Asimismo, a lo largo del año el CAPEMEX autorizó traspasos presupuestales de gasto de inversión a operación por 9.7 miles de millones de pesos (MMM\$) con el fin de asignar recursos presupuestales a actividades sustantivas, sin afectar las inversiones relacionadas con el cumplimiento de las metas de producción y de balance financiero, así como para evitar la contratación de deuda adicional. Adicionalmente, se establecieron estrategias para mejorar las cifras del cierre del año, tales como la consolidación de ingreso a nivel central a través del otorgamiento de dividendos por las empresas filiales, el cobro anticipado del bono a la firma de las áreas contractuales Cárdenas-Mora y Ogarrio, la monetización de desinversiones, la reducción en el gasto corriente a través de la obtención de crédito a corto plazo, la reversión de crédito a clientes y la recuperación de impuestos por cobrar. De esta manera, se obtuvo un balance primario de 60.2 MMM\$ y un balance financiero, aún deficitario, de 61.8 MMM\$.

En 2018 se presentó un subejercicio por 10.4 MMM\$ en gasto programable con respecto a la asignación en el PEF, el gasto de operación presentó un incremento de 5.6 MMM\$; por el contrario, el gasto en inversión registró una disminución de 15.9 MMM\$.

Por su parte, se presentó una reducción del endeudamiento neto de 63.6%, comparado con el autorizado del mismo año; no obstante, la deuda consolidada continúa mostrando la misma tendencia incremental de los últimos años. En 2018, la deuda creció en 2.2% respecto a 2017, el valor más bajo registrado para el periodo 2012-2018; sin embargo, el 77.9% del aumento total en la deuda (44.4 MMM\$) correspondió a corto plazo, lo que implica liquidar esos recursos durante 2019.

Desempeño operativo y comercial

Durante 2018, los resultados en exploración permitieron incorporar reservas 3P² por 1,170 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), volumen inferior en 24 MMbpce con respecto al registrado en 2017.

Del volumen incorporado de reservas 3P en 2018, el 82% (957.4 MMbpce) corresponde a la adición de volúmenes por extensión de los límites en los campos Doctus e Ixachi obtenidos a partir de pozos delimitadores perforados, el 18% restante (estimado en 212.3 MMbpce) provienen de las áreas terrestre y marina a través de los descubrimientos realizados en los campos Cahua, Manik NW, Mulach, Chocol y Cibix. No obstante, la terminación de pozos exploratorios presentó una reducción en 21% de 2017 a 2018, al pasar de 24 a 19 pozos y la terminación de pozos de desarrollo presentó un incremento en 160% en el mismo periodo, al pasar de 55 a 143 pozos.

² Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2019 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en sus propios lineamientos.



La tendencia decreciente en la producción de crudo no ha logrado revertirse en los últimos años, en 2018 cerró en 1,823 Mbd³, 7% inferior a la establecida en el POFAT y 6% por debajo del registro de 2017. Esta desviación se debe principalmente al incremento del flujo fraccional de agua provocado por el avance del contacto agua-aceite en el campo Xanab en el bloque de producción Litoral de Tabasco.

De manera similar, la baja constante en la producción de gas, en particular para 2018, fue resultado principalmente por la disminución en la producción de Burgos, como consecuencia de movimientos operativos en pozos, así como por menores beneficios en intervenciones y por el menor incremento en las acciones de recuperación mejorada.

La producción de crudo y gas vinculada al esquema de contratos aportó para 2018 45 Mbd en migraciones y 8 Mbd en asociaciones en crudo y, 63 MMpcd en migraciones y 27 MMpcd en asociaciones para el gas. La mayor contribución en producción proviene de los contratos bajo el esquema de migraciones. La producción de crudo que surge del esquema de asociaciones y migraciones representa el 3% del total de la producción nacional y el 2% para el caso de la producción de gas.

El volumen de exportación de crudo se ha mantenido prácticamente constante en los últimos años; no obstante, su composición se ha visto modificada, enfocándose a la exportación de crudo Maya, derivado de la amplia disponibilidad de crudo pesado por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP) y a la disminución en la producción de crudos ligeros, los cuales se envían a proceso en refinerías. Aunado a lo anterior y a la volatilidad de los precios de la MME, en 2018 se colocaron 1,184 Mbd de crudo en el exterior, lo que representó una variación de 33.3% con respecto a los 888 Mbd programados.

Durante 2018, el desempeño operativo de las refinerías de Pemex Transformación Industrial (PTRI) se vio afectado por la constante reducción de inversión en esta línea de negocios, situación que derivó en rezagos en acciones de mantenimiento y rehabilitación; asimismo, la dieta de crudo recibida para proceso y el exceso de la producción de combustóleo, tuvieron como consecuencia principal la baja en la utilización de la capacidad de destilación equivalente, al pasar de 36.1% en 2018 respecto a 43.5% en 2017; la producción de destilados registró un volumen de 350 Mbd en 2018, inferior en 21% respecto a 2017; con relación a la confiabilidad de las plantas se reportó un índice de paros no programados de 45.9% en 2018, superior al 35.2% reportado en 2017 y el rendimiento de destilados pasó de 57.4% en 2017 a 57.2% en 2018.

Particularmente, la refinería de Madero estuvo fuera de operación durante el segundo semestre de 2018, principalmente debido a fallas en las plantas de destilación atmosférica, así como a mantenimientos y reparaciones en plantas catalíticas y reformadoras. Por su parte la refinería de Minatitlán presentó problemas operativos significativos, en octubre de 2018 se vio afectada por un incendio en la planta combinada maya de destilación atmosférica, saliendo de operación en el último trimestre de dicho año por trabajos de limpieza y reparación de los daños en dicha planta. Por su parte, la refinería de Tula registró baja de proceso debido principalmente a que la planta primaria 1 operó de manera intermitente, por déficit en el suministro de crudo ligero, así como por falla de equipos en plantas primarias y altos inventarios de combustóleo por problemas de desalojo. A finales

³ No incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario el Golpe y Ébano, con lo que la producción total sería de 1,833 Mbd.



de 2018, la refinería de Salamanca presentó una situación similar debido a inventarios altos de productos intermedios y careció de componentes de importación.

Desde 2012 se ha registrado una menor demanda de gas natural para autoconsumo, asociada a una disminución en la actividad de los centros procesadores de gas (CPGs) de PTRI. El consumo de gas seco de PEMEX se redujo 11% respecto a 2017, al pasar de 2,012 MMpcd a 1,786 MMpcd en 2018. En ese mismo año, 59% del consumo de este combustible correspondió a PEP, 28% a PTRI y 13% a Pemex Fertilizantes (PFER), Pemex Etileno (PETI) y Pemex Logística (PLOG).

En 2018, el volumen de producción de líquidos del gas se vio afectado, principalmente, por una menor disponibilidad de gas húmedo y condensados de PEP, así como por la baja recuperación de etano en plantas; lo anterior se ve reflejado en una reducción en la producción de gas LP en CPGs a una tasa anual compuesta de 2012 a 2018 de 8% y de 5% para la producción de etano.

Sustentabilidad y responsabilidad

En materia de seguridad industrial, PEMEX presentó en 2018 resultados favorables, que se han sostenido en los últimos años, tal es el caso de la reducción del índice de frecuencia de accidentes, el cual pasó de 0.34 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo en 2017 a 0.25 en 2018. Asimismo, se logró mejorar en 26.5% la meta planteada de 0.34 para 2018.

En este sentido, destaca el desempeño de PEP, PTRI y PLOG, con resultados para 2018 de 0.12, para las dos primeras empresas y de 0.13 para la última, los cuales se encuentran debajo de la meta definida para ese año; no así para el resto de las empresas de PEMEX, particularmente PPS y PFER presentaron valores ligeramente por encima de uno.

Con relación al desempeño ambiental, en 2018 se logró el nivel más bajo de emisiones de dióxido de carbono equivalente de los últimos siete años, al reportar un resultado de 37.8 MMt; de las cuales 44.8% corresponde a PEP y 39.5% a PTRI. Esta mejora en resultados se debe principalmente a la entrada en operación de proyectos de aprovechamiento de gas asociado para reducir la quema de gas en los activos de Aguas Someras de PEP y un menor envío de gas a quemadores por la baja carga de procesamiento de crudo en las instalaciones de refinación.

Por su parte, el reúso de agua en las instalaciones de PEMEX reportó un promedio de 34.6 MMm³ de 2012 a 2018, al pasar de 41.6 MMm³ al inicio del periodo a 31.3 MMm³ al final, estos resultados reflejan un menor reúso de agua, derivado principalmente por la transferencia de las plantas de tratamiento de aguas residuales del sistema nacional de refinación operadas por terceros y que ahora opera personal de PEMEX, así como la falta de mantenimiento a estos equipos.

En 2018, se registró un reúso de agua de 31.3 MMm³, 12.6% inferior al presentado en 2017 y 12.1% menor a la meta planteada, derivado de que las plantas de tratamiento de agua de las refinerías de Tula y Salamanca no están operando a plena capacidad por falta de mantenimiento.

Evaluación de los Programas Anuales 2018

Durante 2018, PEMEX cumplió sus metas financieras, presentó una mejora en su balance financiero y superó la meta de incorporación de reservas 3P por descubrimientos. Lo anterior contrasta con las desviaciones observadas para los niveles de producción de hidrocarburos, así como la producción de los procesos de refinación, proceso de gas y petroquímicos.



Si bien las variaciones de los resultados con respecto a las metas planteadas tienen múltiples factores externos, como: variabilidad en los precios del crudo y gas, fluctuación en el tipo de cambio, cambios regulatorios, régimen fiscal, geología más compleja y riesgosa, entre otros; también hubo factores internos que repercutieron en los resultados.

A continuación, se detalla la evaluación de cada uno de los programas para el ejercicio 2018:

ANEXO Acuerdo CA-039/2019



GOBIERNO DE
MÉXICO

Plan de Negocios y POFAT 2018

	Programado	Observado	Variación (%)
Balance financiero** (MMM\$)	-79.4	-61.8	22.2
Deuda consolidada** (MMM\$)	1,904	2,082*	9.4
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento** (MMbpce)	1,100	1,170*	6.4
Producción de crudo** (Mbd)	1,951	1,823 ¹	-6.6
Exportación de crudo (Mbd)	888	1,184	33.3
Producción de gas natural ² (MMpcd)	4,118	3,842	-6.7
Producción total de petrolíferos ³ (Mbd)	1,112	629	-43.4
Producción de gas LP (Mbd)	134	110	-17.9
Producción de etano (Mbd)	109	85	-22.0
Aprovechamiento de gas natural ⁴ (%)	95.6	96.3	0.7
Proceso de crudo (Mbd)	1,045	612	-41.4
Rendimiento de destilados ⁴ (%)	66.8	57.2	-9.6
Importación de gasolinas (Mbd)	414	594	43.5
Importación de diesel (Mbd)	155	239	54.2
Importación de gas seco ⁵ (MMpcd)	1,512	1,317	-12.9
Consumo de gas seco PEMEX y EPS ⁶ (MMpcd)	2,413	1,786	-26.0
Índice de frecuencia**	0.34***	0.25	-26.5
Emisiones de CO ₂ equivalente*** (MMt)	51.3	37.8	-26.3
Reuso de agua*** (MMm ³)	35.6	31.3	-12.1

1. No incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario-El Golpe y Ebano. Con lo que la producción total sería de 1,833 Mbd.

2. No incluye nitrógeno ni la incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario-El Golpe, Misión y Ebano. Con lo que la producción total sería de 3,896 MMpcd.

3. Total de petrolíferos más gas licuado del SNR.

4. Meta no explícita en POFAT, forma parte de la base del programa.

5. Gas importado por PEMEX.

6. Incluye consumo de planta de cogeneración Nuevo PEMEX.

7. Metas no explícitas en el Plan de Negocios, forman parte del cálculo para alcanzar las metas de 2021: a. reducir las emisiones de CO₂e en 25% y b. aumentar el reuso de agua en más del 60%.

* Cifras preliminares.

Cifras de la Cuenta Pública 2018; a la fecha, los resultados financieros se encuentran en proceso de dictaminación.

La información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2018 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en sus propios lineamientos.

** Indicador del Plan de Negocios 2017-2021.

*** Se actualizó la meta en la primera sesión ordinaria 2018 del Equipo de Liderazgo Directivo de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos, Sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, llevada a cabo el 9 de mayo de 2018, pasando de 0.34 (aprobada en el Plan de Negocios) a 0.33.

Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.



Plan de Negocios

Como se puede apreciar en la tabla anterior, con respecto a los compromisos establecidos en el Plan de Negocios para 2018, de las siete metas planteadas y con los ajustes correspondientes para el balance financiero y la producción de crudo, de acuerdo con lo señalado en el PEF y POFAT 2018, se logró cumplir cuatro de ellas; destacando la mejora en el balance financiero y la incorporación de reservas en 22.2% y 6.4% con relación a lo programado, respectivamente. Asimismo, los resultados en materia de seguridad industrial y desempeño ambiental presentaron cifras favorables, el índice de frecuencia de accidentes y las emisiones de CO₂ equivalente al aire reportaron reducciones de 26.5% y 26.3%, en ese orden.

POFAT 2018

Con respecto al desempeño de los indicadores operativos en las cadenas de crudo y gas incluidos en el POFAT, se reporta el cumplimiento en las siguientes metas: aprovechamiento de gas natural, con una mejora de 0.7% y una disminución en el consumo de gas seco para PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias por 26.0%.

Por otro lado, no se lograron alcanzar las metas de producción de hidrocarburos ni de producción de los procesos de refinación, procesos de gas y petroquímicos. Lo primero se explica, entre otras causas, por la mayor complejidad técnica de los campos; lo segundo se debió, principalmente, al rezago en mantenimiento e inversión.

Viene a cuenta mencionar que continuaron los rezagos en los niveles de producción de derivados. El nivel de producción de petrolíferos mostró una desviación negativa de 43.4% con respecto a lo programado; de manera similar la producción de etano, gas LP y gas natural reportaron diferencias negativas. Por otro lado, se continúa con problemas operativos y de eficiencia en las actividades de transformación industrial, lo que ha impedido alcanzar el nivel de proceso de crudo y el rendimiento de destilados comprometido; por lo anterior, para el cierre de 2018, estos indicadores se desviaron negativamente en 433 Mbd (-41.4%) para el proceso de crudo y en 10% en el rendimiento de destilados.

Con respecto a los resultados en materia de balance comercial, el volumen de importación de gasolinas y diesel aumentó con relación a lo programado en 43.5% y 54.2%, respectivamente; asimismo, la exportación de crudo presentó un incremento de 33.3%.

PEF 2018

<i>Miles de millones de pesos (MMM\$)*</i>	Programado	Observado	Variación (%)
Ingresos propios	423.3	436.6	3.1
Gasto programable	391.9	381.6	-2.6
Balance primario	31.4	60.2	91.9
Balance financiero	-79.4	-61.8	22.2
Gasto de servicios personales	93.2	92.4	-0.9



¹ Cifras de la Cuenta Pública 2018; a la fecha, los resultados financieros se encuentran en proceso de dictaminación, por lo que se consideran como preliminares.

Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

PEMEX continuó los esfuerzos en disciplina presupuestal y logró cumplir con las metas establecidas en el PEF 2018. Esta mejora en los resultados y cumplimiento de metas financieras en 2018, fueron consecuencia, en gran medida, por las premisas macroeconómicas establecidas en el PEF, al considerar el precio de la MME en 48.50 US\$/b y un tipo de cambio de 18.40 \$/US\$, en contraste con los resultados de estas variables en el entorno, las cuales al cierre del año registraron mejoras al ubicarse en 61.34 US\$/b y en 19.24 \$/US\$, respectivamente.

Se presentaron mejoras en ingresos propios por 13.3 MMM\$ (3.1%), una disminución del gasto programable por 10.4 MMM\$ (-2.6%) y un incremento en el costo financiero por 11.2 MMM\$ (10.1%); lo que dio como resultado un balance primario superior en 91.9% respecto al comprometido y una mejora en el balance financiero de 22.2%.

A pesar de la disminución de la pérdida en términos de balance financiero, persiste el déficit en esta materia, debido principalmente a que existen rubros de gasto donde se concentra el ejercicio de la mayor parte del ingreso, impidiendo conservar márgenes positivos. Durante 2018, los tres principales rubros de gasto abarcaron el 97% de los ingresos por ventas, siendo estos impuestos y derechos (46%), mercancía para reventa (32%) y gasto corriente (19%). El déficit financiero representó en 2018 el 3.0% de los ingresos presupuestales, en tanto en 2017 significó el 4.7%.

Para 2018, el gasto de servicios personales reportó un ahorro con respecto al PEF de 0.9%; no obstante, este rubro se ha incrementado en los últimos dos años, al pasar de 79.1 MMM\$ en 2016 a 84.1 MMM\$ en 2017 y a 92.4 MMM\$ en 2018, donde el principal componente corresponde a sueldos y salarios.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos 2018

	Programado	Observado	Variación (%)
Gasto corriente en rubros seleccionados ¹ (MM\$)	4,762	2,528*	-46.9

1. Incluye viáticos, arrendamientos, comunicaciones, becas, boletos de avión, gastos generales pagados a terceros, papelería, impresión, fotocopiado y asesoría.

*Cifras del Cuarto Informe de 2018.

Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

Se cumplieron las metas establecidas en el Programa anual de austeridad y uso de recursos 2018, al mostrar una reducción consolidada de 791 MM\$ en el gasto de operación correspondiente a servicios personales.

Por su parte, el ejercicio del gasto corriente presentó un ahorro por 2,233 MM\$ con respecto a la meta planteada en el programa de 4,762 MM\$. A nivel de partidas, el mayor ahorro se presentó en asesorías y viáticos, con ahorros de 88% y 72%, respectivamente; por su parte, el concepto de arrendamiento superó el gasto esperado en 60%.



Implementación de la estrategia

En materia de exploración y producción, la participación de PEMEX en las rondas de licitación significó diversificación de inversiones y riesgos. A través de migraciones se buscó mejorar el flujo de efecto y mediante asociaciones complementar la inversión con capital y tecnología de socios. Durante el periodo 2016-2018, PEMEX logró la firma de 22 contratos, que incluyen 14⁴ derivados de las rondas de licitación nacionales, donde la empresa ganó cerca de una de cada dos ofertas en las que participó. En 2018, se llevó a cabo la firma para los contratos adjudicados en la Ronda 2, Licitación 4 y para la Ronda 3, Licitación 1.

Si bien no se logró el objetivo de migrar 23 asignaciones⁵, se logró avanzar en dicho proceso. Durante 2018, PEP firmó tres contratos para migración con socio, correspondientes a las áreas Misión, Ébano y Miquetla, y logró la firma de dos asociaciones en Cárdenas- Mora y Ogarrio.

Por su parte, las oportunidades de negocio de procesos industriales y logísticos no lograron concretarse de acuerdo con las fechas estimadas, dado que varias de ellas se encuentran en proceso de definición y otras se cancelaron.

Entre los avances de las oportunidades de negocio que se establecieron en PTRI, se modificó la estrategia para la planta de coquización retardada en Tula; asimismo, el proyecto de modernización de las plantas catalíticas-reformadoras (CCRs) en las refinerías de Tula, Cadereyta y Salamanca, el cual se desarrollaría a través de un contrato de servicios con terceros, requiere una actualización a las premisas, a la evaluación económica y al caso de negocio, debido a que PTRI rehabilitó las plantas reformadoras consideradas para esta oportunidad.

Por su parte, Pemex Logística (PLOG) se encuentra desarrollando en asociación con dos compañías privadas el proyecto Peninsular mediante la sociedad de propósito específico denominada "Ductos el Peninsular", al respecto se continúa en las negociaciones para la firma del Convenio de Accionistas, y, para el caso del Proyecto Tolteca, se tuvieron avances en el avalúo al terreno por Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN), así como en protocolizar la subdivisión del terreno con las autoridades del estado de Hidalgo.

De acuerdo con los avances en la ejecución de las oportunidades incluidas en el Plan de Negocios, es necesario reenfocar los recursos hacia aquellas que permitan su materialización de manera efectiva, rentable y sustentable.

Consideraciones finales

En 2018, PEMEX tuvo una mejora en su balance financiero, registró por segundo año consecutivo una mejora en EBITDA⁶ y tuvo un rendimiento integral positivo. No obstante lo anterior, la empresa continúa enfrentando grandes retos para fortalecer su posición financiera y revertir tanto la caída en la plataforma de producción, como los resultados negativos en transformación industrial.

⁴ Incluye la participación hasta la licitación 1 de la Ronda 3.

⁵ Ek, Balam, Boluntikú, Sinán, Ogarrio, Rodador, Samaria, Ayatsil, Tekel, Utsil, Cárdenas, Mora, Kunah, Píklis, Trion, Ayin, Xulum, Bacab, Ku, I um, Maloob y Zaap.

⁶ Utilidad antes de interés, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficio a empleados neto de pagos de pensiones y servicio médico.



Durante 2018, los ingresos de PEMEX fueron mayores a los obtenidos en 2017, pero este incremento no se tradujo en una mejora significativa en las finanzas de la empresa debido, en gran medida, al incremento en el gasto de mercancía para reventa, así como por el nivel de gasto en obligaciones financieras y fiscales. El nivel de la deuda consolidada implica presiones notables en las finanzas de la empresa.

Ante los grandes retos que aún enfrenta PEMEX, resulta de vital importancia redirigir su estrategia institucional hacia la ejecución responsable y austera del gasto por un lado y, por otro, hacia la atención eficiente de mercados rentables, bajo las premisas de sustentabilidad, seguridad y cuidado al medio ambiente, fomentando así la estabilidad y desarrollo del sector.

La reducción en términos reales, en el monto de inversión asignado en el PEF a PEMEX durante el periodo de 2012 a 2018, ha afectado sustantivamente el desempeño de las líneas de negocio de exploración y producción, así como de transformación industrial.

En 2018 no se alcanzó la meta incluida en el Plan de Negocios para producción de crudo y gas. Sin embargo, herramientas como la migración de campos que actualmente se encuentran en el régimen de asignaciones al régimen de contratos permite acceder a mejores términos fiscales, promoviendo la actividad petrolera en áreas que no habían sido atendidas por falta de financiamiento o de capacidad en la ejecución.

Como resultado de nuevos descubrimientos asociados a las actividades de exploración, así como por extensión en los límites de algunos campos, en 2018 se logró superar la meta de incorporación de reservas 3P. No obstante, es necesario enfocar esfuerzos para la materialización de reservas probadas (1P).

Con respecto a refinación, una constante reducción en la inversión en esta línea de negocios derivó en rezagos en acciones de mantenimiento y rehabilitación, cuyas consecuencias principales fueron disminuciones en la capacidad de procesamiento. Por lo anterior, se debe realizar un esfuerzo en mejorar la infraestructura existente, a fin de alcanzar niveles satisfactorios de refinación, confiabilidad y costos.

En materia de logística, PEMEX debe enfocarse en mercados prioritarios, como lo es almacenamiento para fortalecer su posición, así como robustecer las medidas para prevenir y combatir el robo de combustibles. En el caso de los petroquímicos, la falta de materia prima representa un reto para PFER y PETI.

Por su parte, la confiabilidad operacional a lo largo de toda la cadena de valor ha presentado una brecha cada vez más importante en el tiempo, en tal sentido, es indispensable que se fortalezca la asignación de recursos a tareas de mantenimiento y la planeación de rehabilitaciones a la infraestructura existente.

El Consejo de Administración seguirá viendo por los intereses de Petróleos Mexicanos, asegurando el cumplimiento de la legislación y el marco regulatorio vigente. Las decisiones del Consejo seguirán apostando por la generación de valor, así como por el cumplimiento de las metas del Plan de Negocios y del resto de los programas operativos, de estrategia y de ahorro, que permitan fortalecer la posición competitiva de la empresa en el sector.



PEMEX
Secretaría del Consejo
de Administración

**Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos**

**Sesión 940 Ordinaria
23 de abril de 2019**

**Acuerdo
CA-040/2019**

**I.2 Informe Anual de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas
Filiales correspondiente al ejercicio 2018.**

Con fundamento en los artículos 13, fracciones XVII y XXIX, y 113, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración **aprobó** el Informe Anual de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, correspondiente al ejercicio 2018.

Lic. Alejandro Morales Becerra
Secretario



**GOBIERNO DE
MÉXICO**

PETRÓLEOS MEXICANOS
Informe Anual 2018



POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

Presentación

El Director General de Petróleos Mexicanos, conforme a lo establecido en el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos presenta al Consejo de Administración, el Informe Anual sobre la gestión de la empresa, correspondiente al ejercicio 2018, con la finalidad de obtener de éste, su aprobación y posterior entrega al Ejecutivo Federal y al H. Congreso de la Unión, por conducto del Presidente del Consejo de Administración.

Como empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos continúa siendo la empresa más relevante a nivel nacional y en la industria del petróleo y gas, una de las más representativas en el contexto internacional. En este marco, el presente informe comprende una descripción de sus principales operaciones, su infraestructura, los mercados en los que tiene presencia, así como los aspectos estratégicos más relevantes que sustentan su Plan de Negocios.

La participación de las Empresas Productivas Subsidiarias que la conforman, en los diversos campos de especialidad que confluyen en las cadenas de valor del crudo y del gas, rigen su accionar en estricto apego a los principios de transparencia y rendición de cuentas, cuya finalidad está orientada a la generación de valor.

La actividad preponderante está concentrada en sus áreas de exploración y producción de hidrocarburos, donde se mantuvo el nivel de incorporación de reservas 3P; en el procesamiento de crudo, continuó el programa de mantenimiento en sus refinerías para restituir su capacidad operativa; en materia de logística, se fortaleció el proceso de asignación de infraestructura para el acceso a terceros; y en las áreas comerciales, se pusieron en práctica iniciativas para ofrecer mejores alternativas al consumidor final.

En cuanto al rubro de seguridad industrial, destaca una tendencia descendente en el índice de frecuencia de accidentes y por tercer año consecutivo alcanzó un nivel mínimo. En lo referente a los aspectos de protección ambiental, se registró una disminución de las emisiones contaminantes en las diversas instalaciones, acorde a los compromisos adquiridos por México a nivel internacional.

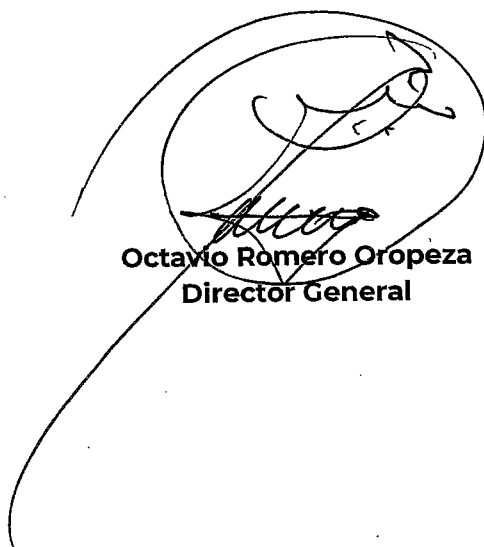
Dentro de los aspectos financieros más relevantes destacan una menor pérdida neta del ejercicio alcanzando 180 mil millones de pesos, el EBITDA se incrementó 19.5%, el endeudamiento neto fue 64% menor al autorizado y el balance financiero mejoró en 22%, respecto al aprobado por el Congreso de la Unión. Los resultados obtenidos fueron consecuencia de la puesta en práctica de medidas de ahorro, uso racional de recursos y una estricta disciplina presupuestaria.

Petróleos Mexicanos dio durante todo el año y sigue impulsando su Programa de *Compliance*, de cumplimiento normativo y anticorrupción, por medio de actividades relacionadas con la capacitación del personal involucrado en este tema.

El ritmo de crecimiento basado en el entorno normativo que prevaleció en los años recientes, no ha sido suficiente a la luz de los requerimientos de la empresa. En este sentido, es deseable enfocar los esfuerzos en el planteamiento de un nuevo modelo que posicione a Petróleos Mexicanos como un pilar de la economía nacional para alcanzar, en el corto plazo, la autonomía energética del país, en un entorno de austeridad y eficiencia requeridos por la nueva administración.



Norma Rocío Nahle García
Presidente del Consejo de Administración



Octavio Romero Oropeza
Director General

Presentación

Contenido

1. Resumen ejecutivo	5
2. Perfil de Petróleos Mexicanos	11
2.1. Órgano de gobierno	14
2.2. Gestión corporativa	15
2.3. Infraestructura	20
2.4. Mercado	22
2.5. Estrategia y perspectivas	26
3. Exploración y producción de hidrocarburos	32
3.1. Exploración, desarrollo y reservas	32
3.2. Producción de crudo y gas natural	36
3.3. Asociación, migraciones y rondas	40
3.4. Perforación y servicios	47
4. Refinación, proceso de gas y petroquímica	48
4.1. Transformación industrial	48
4.2. Etileno	55
4.3. Fertilizantes	57
5. Logística y comercialización	59
5.1. Logística	59
5.2. Comercialización	63
6. Seguridad industrial y protección ambiental	68
6.1. Seguridad industrial	68
6.2. Protección ambiental	71
7. Información financiera	76
7.1. Estados financieros	76
7.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	81
7.3. Ejercicio del presupuesto	85
8. Gobierno corporativo	89
8.1. Sistema de control interno	89
8.1.1. Programa de <i>Compliance</i>	89
8.1.2. Administración de riesgos empresariales	90
8.1.3. Transparencia	93
8.1.4. Modelo operativo basado en administración por procesos	94
8.2. Responsabilidad social corporativa	95
9. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2018	97
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

La expropiación petrolera cumplió su 80 aniversario en el 2018. Durante este periodo, Petróleos Mexicanos se ha fortalecido con personal cada vez más capacitado y comprometido con la empresa, ha crecido en infraestructura, ha contribuido de manera preponderante con las finanzas del país y ha sostenido el abasto de productos energéticos básicos. En el ámbito internacional, está incluida en el grupo de las diez mayores empresas de la industria del petróleo y del gas y en el contexto nacional, donde a partir de los cambios en la regulación del sector energético se han incorporado paulatinamente empresas privadas, su presencia sigue siendo preponderante, ya que participa desde la exploración y producción primaria de crudo y gas hasta la elaboración, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos.

El total de plazas ocupadas en Pemex alcanzó una cifra de 124,818, al 31 de diciembre de 2018. En materia de nuevas prácticas de procura, que se han venido implantando en Pemex desde 2016, los ahorros obtenidos en 2018 alcanzaron un monto superior a 16 mil trescientos millones de pesos, por nuevas contrataciones. Asimismo, se incorporó a testigos sociales en seis procedimientos de contratación, además que el 64% de las compras y contratos se adjudicaron mediante procesos de licitación.

Durante 2018, las cotizaciones de los crudos marcadores, a las que está asociado el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación, continuaron su tendencia alcista hasta octubre de ese año, para descender abruptamente a niveles similares a los de inicio de 2017. El factor al alza fue la continuidad de la política de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, de limitar su producción de crudo; y en contraparte, la disminución fue por efecto de la creciente producción de crudo en Estados Unidos. En promedio, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación tuvo un incremento de 31.1%, respecto al año previo, ubicándose en 61.34 dólares por barril.

En el contexto de las reformas al marco regulatorio, que abrieron nuevas oportunidades para Pemex, los resultados se materializaron en exploración y producción principalmente, a través de 22 contratos mediante asociaciones con otras empresas, migraciones en algunos campos y participación en las rondas de licitación de bloques, aunque estuvieron limitados por la curva de aprendizaje en la implementación de los instrumentos de la Reforma Energética, lo que motivó un cambio de enfoque por parte de la nueva administración.

El Plan de Negocios 2017-2021 continuó siendo referencia para las estrategias que Pemex desarrolló durante 2018. periodo en que se dio cumplimiento a algunas de las metas establecidas, principalmente las concernientes a: balance financiero, incorporación de reservas 3P, producción de crudo, seguridad industrial y la emisión de dióxido de carbono equivalente.

La nueva dinámica que tomará el sector energético nacional marcará el rumbo del nuevo Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, en el que se incorporarán premisas de austeridad y eficiencia, en un marco de soberanía y seguridad energéticas y de sustentabilidad.

En las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos, se intensificó la actividad realizada durante 2018, con un incremento de 105% respecto al 2017 en pozos terminados, principalmente en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste y en aguas profundas en el proyecto Área Perdido. La reserva 3P (probadas + probables + posibles) incorporada alcanzó un volumen preliminar de 1,170 millones de barriles de petróleo crudo equivalente¹, a la par del resultado obtenido en 2017 de 1,194 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con los resultados de los pozos Ixachi-1DL y Doctus-1DL, se confirmó una mayor extensión de los campos Ixachi y Doctus, respectivamente, incorporando entre ambos una reserva 3P del orden de 957 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En total, las reservas probadas (1P), al 1 de enero de 2019, suman 7,010.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Respecto a la producción de petróleo crudo, el volumen alcanzado durante 2018 fue de 1,833 miles de barriles diarios, 1.2% superior a la meta de 1,811 miles de barriles diarios establecida en el Plan de Negocios. El volumen exportado fue de 1,184 miles de barriles diarios y 605 miles de barriles diarios se enviaron al Sistema Nacional de Refinación para su procesamiento.

En gas natural, la producción total fue de 4,847 millones de pies cúbicos diarios. Se logró alcanzar un mayor aprovechamiento de gas natural, con 96.3%, mejorando en 0.6 puntos porcentuales respecto a 2017.

El Sistema Nacional de Refinación continuó con tendencia a la baja en el procesamiento de crudo, alcanzando 612 miles de barriles diarios, volumen 20% menor al procesado en 2017, principalmente por el deterioro en la confiabilidad de sus activos. Para revertir esta problemática, se emprendieron mantenimientos profundos en las refinerías de Madero y Minatitlán. La producción de petrolíferos y gas licuado se contrajo de manera similar, totalizando 629 miles de barriles diarios en 2018. Para mejorar esta situación, se tiene planteado desplegar un mayor esfuerzo en mantenimientos en todo el Sistema Nacional de Refinación.

Asimismo, el volumen procesado de gas húmedo en los complejos se redujo 8.8% respecto al año anterior, al totalizar 2,951.9 millones de pies cúbicos diarios, dando como resultado una producción de 2,418.2 millones de pies cúbicos diarios de gas seco. Las causas de esta disminución fueron similares a las del año anterior: menor oferta de gas húmedo amargo del mesozoico y de gas húmedo dulce de Burgos, principalmente.

La cadena de etano complementó su suministro de materia prima con propano y principalmente con etano de importación, estrategia que permitió mejores resultados respecto a la producción del resto de los petroquímicos. En total, se obtuvieron 1,830 mil toneladas en Pemex Etileno, cifra inferior solo en 3% a la del año previo.

¹ Información preliminar sujeta al dictamen de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

La producción de fertilizantes sufrió un descenso importante, sobre todo la de amoníaco, cuyo volumen fue 151 mil toneladas durante 2018, inferior en 70% respecto a 2017, derivado de una falta en el suministro de su principal insumo, el gas seco, así como por problemas operativos en sus plantas de proceso.

En las cadenas de crudo y gas es de vital importancia contar con el apoyo logístico para el transporte, almacenamiento y distribución de petróleo crudo, gas natural, petrolíferos y petroquímicos que interconectan los puntos de producción, los de procesamiento y los de consumo. En el 2018, la inyección de petróleo crudo y productos petrolíferos fue de 2,496 miles de barriles diarios en los sistemas de transporte de hidrocarburos, el transporte de gas natural totalizó 5,225 millones de pies cúbicos diarios y se movieron 152 mil barriles diarios de gas licuado.

Cabe mencionar que el robo de combustibles continuó creciendo sin menoscabo de los notables esfuerzos hechos para atacar tanto la oferta como la distribución de combustibles robados, lo que motivó desplegar en el mes de diciembre una estrategia en coordinación con diversas autoridades para frenar este ilícito, que modificó la manera de distribuir los petrolíferos en todo el país.

Si bien continúa la penetración en el mercado de particulares para la distribución y venta de petrolíferos, Pemex sigue siendo la primera opción. En 2018, se pusieron a disposición del mercado 1,315 miles de barriles diarios de productos petrolíferos, de los cuales correspondieron 764 miles de barriles diarios de gasolinas y diésel con un volumen de 331 miles de barriles diarios; además de 2,064 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

En el mercado petroquímico, Petróleos Mexicanos disminuyó la colocación de productos, alcanzando 3,781 miles de toneladas, resultado 8% menor al del año anterior.

Las principales operaciones asociadas al comercio exterior fueron la exportación de petróleo crudo con un volumen de 1,184 miles de barriles diarios (1% superior al año previo) y la importación de gas natural seco con un promedio de 1,317 millones de pies cúbicos diarios (25% menor al de 2017). Adicionalmente, las compras en el exterior de petrolíferos y gas licuado totalizaron 980 miles de barriles diarios, crecimiento con relación al 2017 de 4.8%. En conjunto, la balanza comercial de Petróleos Mexicanos durante 2018 acumuló un déficit de 3,384 millones de dólares, monto 14% menor al registrado en 2017.

En materia de seguridad industrial, el desempeño de la empresa continuó mejorando, con un mínimo por tercer año consecutivo. Durante 2018, el índice de frecuencia acumulado para su personal registró un descenso notable que se reflejó en 0.25 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo.

Respecto al cuidado del medio ambiente, Pemex logró disminuir a 37.8 millones de toneladas sus emisiones de dióxido de carbono equivalente a la atmósfera, cifra menor a la acumulada en 2017 en 4.8%. En otros rubros, como emisión de óxidos de azufre y uso de agua cruda, también se obtuvieron reducciones durante 2018.

Los resultados financieros de la empresa mejoraron su desempeño en 2018, como resultado de dar continuidad a las medidas estrictas para controlar el gasto, reducir la deuda y eficientar sus operaciones.

Durante 2018, el EBITDA² totalizó 551,652 millones de pesos, por efecto del incremento en los precios de los productos comercializados en ventas nacionales y de exportación, impactando positivamente el flujo de efectivo en 19.5% respecto a 2017.

El resultado neto del ejercicio 2018 se reflejó en una pérdida de 180,419 millones de pesos, lo que representó una mejora en aproximadamente 100 mil millones respecto al año previo.

El endeudamiento neto alcanzado en 2018 fue de 52 mil millones de pesos, que representa únicamente el 36% del monto autorizado por el Congreso de la Unión y fue menor en 13% respecto al 2017, en términos reales.

El balance financiero autorizado por el Congreso para el 2018 fue de -79 mil millones de pesos. El registrado al final del ejercicio presupuestal totalizó -62 mil millones de pesos.

Pemex continuó con su empeño en fortalecer el sistema de control interno. Como actividades relevantes destacan la inducción del personal al Programa *Compliance*, que incluyó diversos cursos y la adhesión a los códigos de ética y conducta y el establecimiento de un Comité de Ética y una Línea de denuncias anónimas.

En el ámbito de los riesgos empresariales, se conformó un inventario de aquellos más relevantes para la consecución de las actividades de la empresa y su atención continúa bajo el Marco de Administración de Riesgos de la Empresa, instituido desde el 2015.

A finales de 2017, se incorporaron cambios importantes en el Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos y se instalaron en su totalidad los Grupos Rectores de Proceso.

No menos importante fueron las acciones en materia de responsabilidad social corporativa, dirigidas a la obtención de la Licencia Social para Operar, instrumento relevante para realizar las actividades de su cadena de valor en las distintas comunidades donde Pemex tiene presencia. Los apoyos autorizados durante el 2018 ascendieron a 1,323 millones de pesos.

Indicadores

Precios

Indicador	2017	2018
WTI (US\$/b)	50.77	65.17
Brent (US\$/b)	54.19	71.28
Mezcla Mexicana de Exportación (US\$/b)	46.79	61.34
Gas natural seco (US\$/MMBtu) ¹	2.96	3.14

¹ Precio Henry Hub.

² 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.

Operativos

Indicador	2017	2018
Reservas probadas totales (MMbpce) ¹	7,695	7,010
Incorporación de reservas 3P (MMbpce) ²	1,194	1,170
Producción de petróleo crudo (Mbd) ³	1,948	1,833
Producción de gas natural (MMpcd) ⁴	5,068	4,847
Proceso de gas (MMpcd)	3,237	2,952
Proceso de petróleo crudo en refinerías (Mbd)	767	612
Producción de petrolíferos y gas licuado (Mbd) ⁵	915	741
Producción de petroquímicos (Mt) ⁶	9,420	7,650
Ventas de productos petrolíferos (Mbd) ⁷	1,408	1,315
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	4,119	3,781
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	1,174	1,184

1 Información al 31 de diciembre.

2 Información preliminar sujeta a la dictaminación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

3 Incluye condensados producidos en campos.

4 Incluye nitrógeno y CO₂.

5 Para 2018 incluye la producción del Sistema Nacional de Refinación (628.5 Mbd), gas licuado de los complejos procesadores de gas (110.1 Mbd), gas licuado de Pemex Exploración y Producción (2.0 Mbd).

6 Producción bruta. Para 2018 incluye la producción de Pemex Transformación Industrial por 5,296.2 Mt (del SNR 499.6 Mt, de los complejos procesadores de gas 3,819.3 Mt, de los complejos petroquímicos 977.3 Mt); de Pemex Etileno 1,830.3 Mt y de Pemex Fertilizantes 523.2 Mt.

7 No incluye gas licuado.

Financieros

Indicador (millones de pesos)	2017	2018
Balance financiero	-93,741	-61,811
Deuda consolidada	2,037,876	2,082,287
Tasa anual de crecimiento de la deuda, %	2.8	2.2
Total de ventas	1,397,029	1,681,120
EBITDA ¹	461,658	551,652
Margen EBITDA, % (EBITDA/Total de ventas)	33.0	33.0
Rendimiento (pérdida) de operación	104,724	367,401
Ingreso financiero	16,166	31,557
Costo financiero	117,644	120,727
Rendimiento (pérdida) antes de impuestos	52,129	281,159
Pérdida neta	280,851	180,419
Total del activo	2,132,002	2,075,197
Total del pasivo	3,634,355	3,534,603
Total del patrimonio	-1,502,353	-1,459,406

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

2. Perfil de Petróleos Mexicanos

A 80 años de la expropiación petrolera en México, Petróleos Mexicanos (Pemex) es la empresa que más contribuye a la generación de valor para la sociedad, factor esencial para el funcionamiento y desarrollo del país, en especial de las regiones petroleras. En el ámbito internacional, es una de las empresas petroleras más grandes y está reconocida como la marca que más valor representa en América Latina.

Las actividades productivas de la cadena de valor de Pemex cubren la exploración, desarrollo y producción primaria de crudo y gas, la transformación, transporte, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos, así como la prestación de servicios relacionados con la industria.

Desde 2015, Pemex opera como Empresa Productiva del Estado, participando de manera relevante en actividades del sector energético e industrial del país, con una mayor autonomía de gestión, más transparencia en su administración, rendición de cuentas a los ciudadanos y mejor aprovechamiento de los recursos tecnológicos disponibles.

Con base en las oportunidades del entorno regulatorio nacional, Petróleos Mexicanos ha logrado materializar, principalmente, alianzas y *farm-outs* con empresas del ramo, nacionales y extranjeras, para complementar sus requerimientos de inversión, ampliar su base de conocimiento e incorporar tecnología de vanguardia.

A fin de alinear su estructura a los requerimientos del mercado e incrementar la eficiencia operativa, Pemex experimentó una reestructuración, que fortaleció los aspectos corporativos y organizó sus operaciones mediante Empresas Productivas Subsidiarias (EPS).

Este ajuste implicó pasar de cuatro Organismos Subsidiarios en 2014 a siete Empresas Productivas Subsidiarias en 2015. Al cierre de 2018, como resultado de la desaparición de Cogeneración y Servicios, se tenían seis Empresas Productivas Subsidiarias con los siguientes ámbitos de competencia:

- Pemex Exploración y Producción (PEP): Tiene a su cargo la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero.
- Pemex Perforación y Servicios (PPS): Fue creada para proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos en campos terrestres y costa afuera.
- Pemex Transformación Industrial (PTRI): Participa preponderadamente en la refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

- Pemex Logística (PLOG): Se encarga de prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos, petroquímicos y otros servicios relacionados a Pemex, Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales y terceros, aprovechando la amplia infraestructura distribuida en todo el país.
- Pemex Etileno (PE): Su propósito es producir, distribuir y comercializar algunos derivados del metano, etano y propileno por cuenta propia o de terceros.
- Pemex Fertilizantes (PF): Participa en la producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados.

Las operaciones comerciales de petróleo crudo y de productos derivados en los mercados internacionales se realizan con el apoyo de la principal filial de Pemex, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI), que cuenta con diversas empresas prestadoras de servicios administrativos, financieros, legales, de administración de riesgos, de fletamento de buques y de inteligencia de mercado.

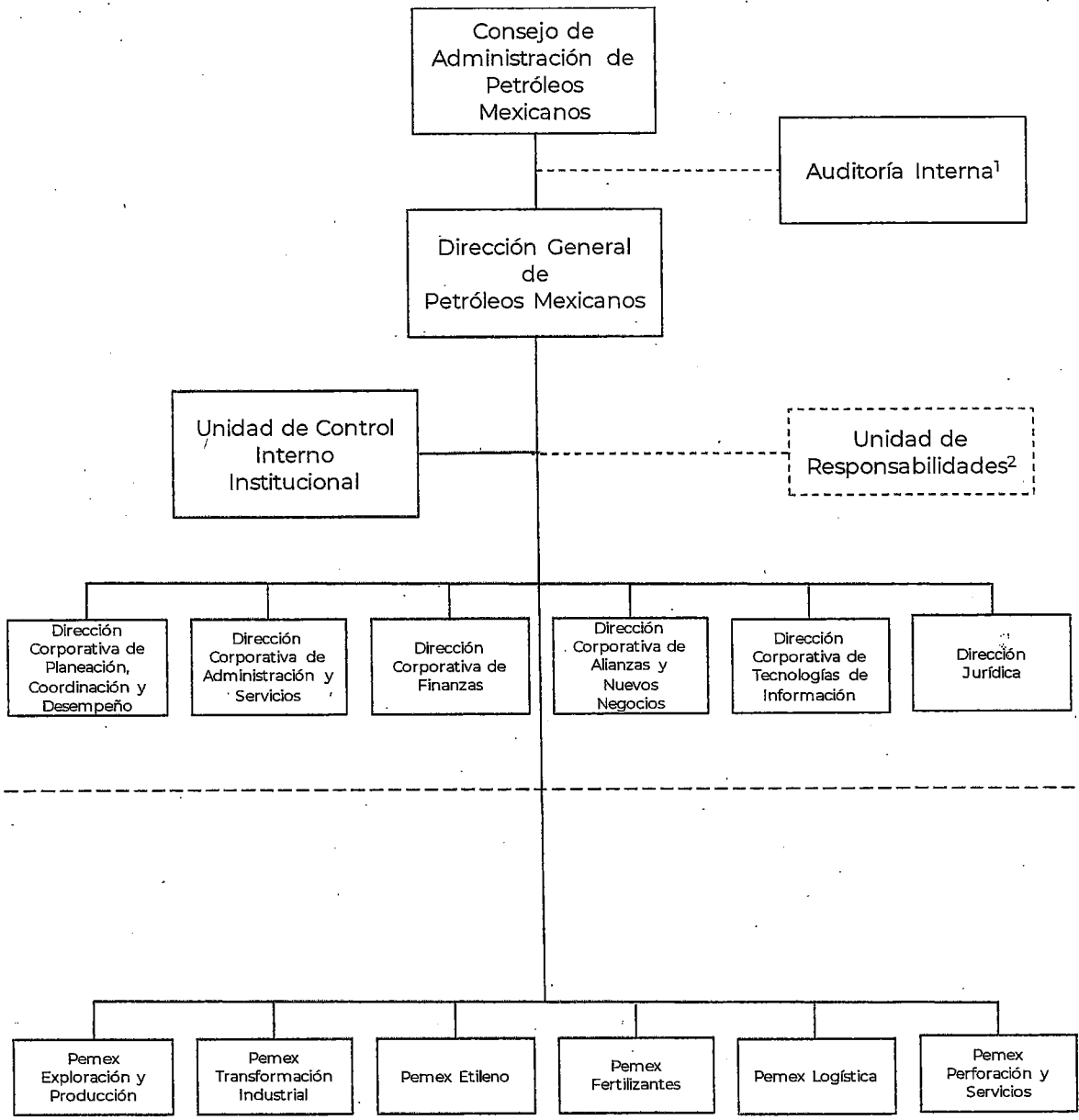
Asimismo, Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales tienen participación accionaria en empresas³ variadas, para cumplir de manera eficaz y eficiente sus objetivos.

De manera complementaria, la estructura organizacional estaba conformada por seis direcciones, a saber: Planeación, Coordinación y Desempeño; Tecnologías de Información; Alianzas y Nuevos Negocios; Finanzas; Administración y Servicios, así como la Jurídica.

En los primeros meses de 2019, conforme a la política de austeridad a la que da énfasis la presente administración, se contempla la reorganización de la empresa buscando el óptimo aprovechamiento de los recursos disponibles y una mayor eficiencia operativa. Se contempla la fusión de Empresas Productivas Subsidiarias: Pemex Perforación y Servicios con Pemex Exploración y Producción y Pemex Etileno con Pemex Transformación Industrial. De la misma manera se procederá con la gestión corporativa, que agrupará sus funciones en cuatro direcciones, mientras que se racionalizarán las filiales para tener el menor número de ellas. Estos ajustes permitirán contar con una estructura centralizada ágil y eficiente, de un control más sencillo y una clara definición de funciones, mientras que las Empresas Productivas Subsidiarias podrán concentrarse en sus actividades operativas, lo que en conjunto privilegiará un mejor uso de los recursos disponibles.

³ 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.

Estructura organizacional de Petróleos Mexicanos



Empresa Productiva del Estado
 Petróleos Mexicanos
 Subsidiarias del Estado
 Empresas Productivas del Estado
 Subsidiarias de Petróleos Mexicanos

Estructura vigente a diciembre 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.

2.1. Órgano de gobierno

El máximo órgano de gobierno de la empresa es el Consejo de Administración, conformado por cinco consejeros representantes del Estado y cinco consejeros independientes, tal como lo establece la Ley de Petróleos Mexicanos. Al mes de abril de 2019, sus integrantes son:

Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos

Consejeros representantes del Estado

Consejero Presidente	Presidente Suplente
<p>Ing. Norma Rocío Nahle García Secretaria de Energía</p>	<p>Dr. Alberto Montoya Martín del Campo Subsecretario de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de Energía</p>
Consejeros Propietarios	Consejeros Suplentes
<p>Dr. Carlos Manuel Urzúa Macías Secretario de Hacienda y Crédito Público</p>	<p>Mtro. Arturo Herrera Gutiérrez Subsecretario de Hacienda y Crédito Público de la SHCP</p>
<p>Dra. Graciela Márquez Colín Secretaria de Economía</p>	<p>Mtro. Francisco José Quiroga Fernández Subsecretario de Minería de la Secretaría de Economía</p>
<p>Mtra. Josefa González Blanco Ortiz Mena Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales</p>	<p>Lic. Katya Puga Cornejo Subsecretaria de Planeación y Política Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales</p>

Lic. Manuel Bartlett Díaz

Director General de la Comisión Federal de Electricidad

Consejeros Independientes de Petróleos Mexicanos

Dr. Carlos Elizondo Mayer-Serra
Dr. Octavio Francisco Pastrana Pastrana
Ing. José Eduardo Beltrán Hernández
Lic. Juan José Paullada Figueroa
Vacante

Secretario

Lic. Alejandro Morales Becerra

Prosecretario

Lic. Agustín Díaz Lastra

Actualizado al mes de abril de 2019.

El Consejo de Administración se apoya en cuatro comités cuyas atribuciones son:

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

- Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones: Proponer el mecanismo de remuneración de los niveles jerárquicos superiores; generar y establecer las políticas de contratación, de la evaluación del desempeño, y remuneraciones del resto del personal; y proponer convenios de capacitación, certificación y actualización con instituciones formativas.
- 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, formular recomendaciones y opiniones en materia de contrataciones; aprobar los casos en que proceda la excepción a concurso abierto, que se realicen con las Empresas Filiales; así como los programas anuales que revisa, se refieren a los de contrataciones; dar seguimiento a las adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras que hayan sido autorizadas por el Consejo de Administración; y revisar sus programas anuales.

2.2. Gestión corporativa

Servicios personales

Un manejo más eficiente del personal, derivado de las necesidades prevaletentes del negocio, permitió la optimización de recursos, que impactó favorablemente el ejercicio presupuestal de servicios personales, principalmente sueldos y salarios, el cual al mes de diciembre de 2018 fue de 92.4 miles de millones de pesos, reflejando un ahorro de 791 millones de pesos⁴, respecto al monto autorizado en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

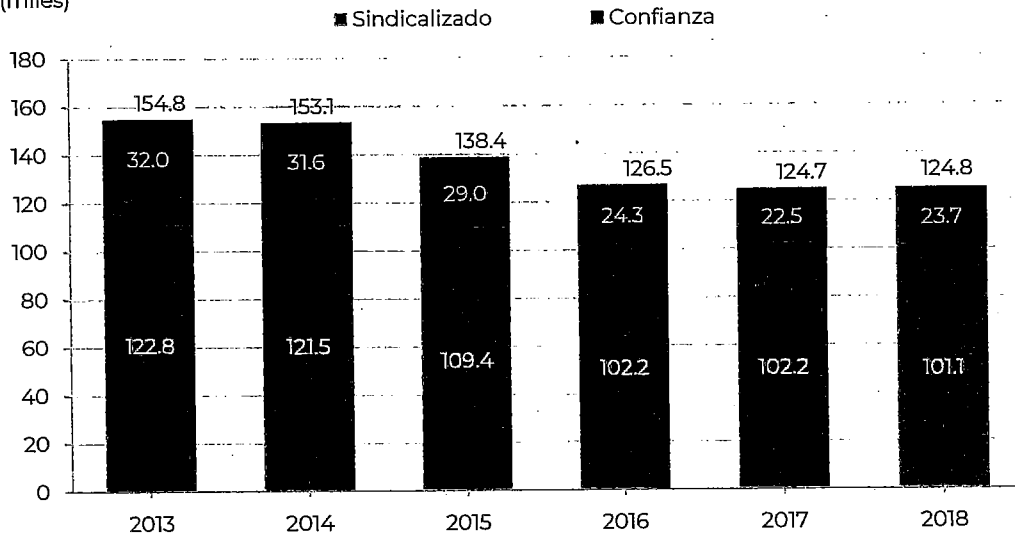
Al cierre de 2018 el total de plazas ocupadas fue de 124,818, de las cuales 23,711 fueron de confianza y 101,107 sindicalizadas, y no hubo personal contratado bajo el régimen de honorarios.

Se realizó la revisión salarial correspondiente al ejercicio 2018, dando como resultado un incremento directo al salario ordinario del 3.42% y 1.89% en prestaciones.

⁴ Con información reportada para la Cuenta Pública 2018.

Plazas ocupadas

(miles)



El desarrollo de personal a través de la transferencia de conocimientos tuvo un impulso importante, derivado de:

- Instrumentación e impartición de eventos de formación especializada en institutos y universidades de reconocida capacidad en la industria petrolera, auspiciados a través del Fondo Sectorial CONACYT – SENER, contando con la participación de más de 2,000 trabajadores, adscritos en áreas como ingeniería de yacimientos, perforación, producción, transporte de hidrocarburos, mantenimiento, geología y geofísica.
- Ejecución de 6,303 eventos formativos, impartidos conforme a las necesidades estratégicas de las áreas, contemplados en el programa anual de capacitación y adiestramiento de la empresa.
- Diseño e implementación de un modelo de formación especializada para supervisores en áreas operativas de la empresa. Dicho modelo tiene el propósito de desarrollar y fortalecer competencias de liderazgo y de supervisión de procesos, así como la formación de equipos de trabajo.

Servicios de salud

Pemex continuó impulsando prácticas médicas de acciones preventivas en su modelo integral de salud, en rubros como prevención y promoción de la salud, cuidado de salud en la mujer, promoción de estilos de vida saludable, programas preventivos antiadicciones, entre otros.

En materia de la "Vigilancia específica de la Salud de los Trabajadores", derivada de la exposición laboral, en 2018 se efectuaron 104,065 exámenes médicos periódicos.

Durante el 2018 se continuó con el programa dirigido a trabajadores de instalaciones costa fuera de Pemex, a través de la Campaña “Alza la voz, Todos Seguros, Todos Abordo”, realizando un total de 79,524 revisiones para detectar aquellos trabajadores con problemas de salud previo a su inicio de labores, así como aquellos casos que no contaban con los medicamentos para el manejo de padecimientos crónico-degenerativos antes de abordar a sus instalaciones.

Conforme a las disposiciones de la Ley General de Salud, se obtuvo la certificación de 15 Unidades Médicas por parte del Consejo de Salubridad General, dentro de las que se incluyen ocho unidades de Primer Nivel de Atención y siete Hospitales, para dar un acumulado de 46, lo que representó el 92% del universo de instalaciones médicas susceptibles de ser certificadas, siendo el porcentaje más alto entre las instituciones del Sector Salud.

En cuanto a la productividad asistencial, el comportamiento es el siguiente:

Acción realizada	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consultas otorgadas	4,863,807	5,307,273	5,135,705	4,985,893	5,810,260	4,234,235
Intervenciones quirúrgicas	36,742	36,318	35,084	32,374	33,566	29,379
Egresos hospitalarios	78,843	67,016	64,298	60,815	65,161	59,852
Estudios de laboratorio	4,602,915	4,613,928	4,547,089	4,264,745	4,437,707	4,698,616
Nacidos vivos	4,306	4,238	4,076	3,443	3361	2,639
Trasplantes realizados	56	58	86	62	46	28

Respecto a las actividades de prevención médica, las acciones realizadas fueron:

Concepto	Total 2018
Dosis de vacunas aplicadas en la 1ª Semana Nacional de Salud	14,842
Dosis de vacunas aplicadas en la 2ª Semana Nacional de Salud	5,657
Dosis de vacunas aplicadas en la 3ª Semana Nacional de Salud	8,008
Dosis de vacunas aplicadas en programa permanente	148,824
Dosis de vacunas de Influenza aplicadas a todos los grupos de edad en el periodo	173,932
Total de vacunas aplicadas	351,263

Concepto	Total 2018
Detección de hepatitis B	28,362
Detección de hepatitis C	29,075
Detección de brucelosis	23,106
Detección de sífilis	28,029
Detección de Virus Inmunodeficiencia Humana (VIH)	32,283
Detección de tuberculosis	11,948
Detección de cólera	933
Detección de dengue, zika y chikungunya	445
Total de enfermedades transmisibles detectadas	154,181

Concepto	Total 2018
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer de mama en mujeres de 40 a 49 años	8,436
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer de mama en mujeres de 50 a 69 años	18,738
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer de mama en mujeres de otros grupos de edad	3,527
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer de mama en mujeres de todas las edades	30,701
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer cervicouterino en mujeres de 25 a 64 años	29,944
Estudios de tamizaje para detección de cáncer cervicouterino en mujeres de otros grupos de edad	6,634
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer cervicouterino en mujeres de todas las edades	36,578
Estudios de tamizaje para la detección de obesidad, hipertensión arterial y/o diabetes mellitus	259,227
Servicios de tamiz neonatal metabólico	2,639
Servicios de tamiz neonatal auditivo	2,639
Servicios de tamiz (metabólico y auditivo)	5,278

Procura y abastecimiento

Durante 2018 se realizaron contrataciones por un monto de 196,118 millones de pesos, 64% mediante concurso abierto, 35% por adjudicación directa y el resto a través de invitación restringida.

Las nuevas prácticas de procura implantadas en Pemex a partir de 2016, se han reflejado en la obtención de ahorros importantes para la institución. Durante el ejercicio 2018 se generaron 16,331 millones de pesos en ahorros derivados de nuevas contrataciones.

El uso del Sistema de Contrataciones Electrónicas de Pemex, privilegió la contratación de bienes y servicios bajo los principios de honradez, transparencia e igualdad en las actividades de procura. En este marco, con fundamento en lo que disponen los artículos 76, inciso III, párrafo segundo de la Ley de Petróleos Mexicanos y 44 de las Disposiciones Generales de Contratación, durante el ejercicio 2018 se designaron seis testigos sociales por el Grupo de Designación de Testigos Sociales, participando uno en los procesos de procura de Pemex Etileno y cinco en los de Pemex Exploración y Producción.

Como resultado del mayor número de procedimientos de contratación, se incrementó la cantidad de proveedores y contratistas registrados en la Herramienta Integral de Información de Proveedores⁵, pasando de 8,604 en 2017 a 11,061 en 2018.

Por segundo año consecutivo, en 2018 se llevó a cabo el evento “El día del Proveedor” en la Ciudad de Villahermosa, Tabasco, con la representación de 158 empresas y la asistencia de 234 personas, para dar a conocer a los proveedores y contratistas los proyectos estratégicos de la empresa y al propio tiempo, incentivar su participación.

Como parte de los mecanismos con que cuenta Pemex para simplificar sus procedimientos de contratación, se formalizaron 19 Acuerdos Referenciales que permiten suscribir con más de un posible proveedor las condiciones técnicas, comerciales y, en su caso, económicas que regulan las futuras contrataciones recurrentes de bienes, arrendamientos, obras y servicios.

Asimismo, se formalizaron 20 Contratos Preparatorios que otorgan, sin comprometer recursos presupuestales, la acreditación como fuente única de suministro por poseer la titularidad o licenciamiento exclusivo de la propiedad intelectual.

Combate al robo de hidrocarburos

Pemex es el más interesado en detener el robo de combustibles en el país, no obstante, en 2018 se registraron 14,910⁶ tomas clandestinas que representa un incremento del 45% respecto de las reportadas en 2017, afectando directamente los ingresos y costos por la mitigación de daños colaterales.

Durante el periodo que se informa, Pemex atendió 2,252 denuncias por delitos relacionados con el mercado ilícito de combustibles, a través de la línea Pemex 01 800 2289660 o por medio del correo electrónico vigilante@pemex.com, lo que permitió que fueran aseguradas en flagrancia y presentadas a las autoridades correspondientes 1,085 personas y 6,771 vehículos. Asimismo, se recuperaron más de 25 millones de litros por concepto de aseguramiento de producto (hidrocarburo petrolífero o petroquímico).

⁵ Esta herramienta consolida información general y específica de las fuentes potenciales de procura y abastecimiento y permite realizar evaluaciones a su desempeño.

⁶ No incluye 56 tomas clandestinas en ductos de tercero administrados y mantenidos por Pemex.

Dentro de las acciones impulsadas para enfrentar este ilícito, desde la sustracción del producto hasta su comercialización, destaca la implementación de la Estrategia Nacional de Atención al Mercado Ilícito de Combustibles, en la que participan 15 Dependencias del Gobierno Federal, como son: Secretaría de Gobernación, Secretaría de Seguridad y Protección Ciudadana, Secretaría de la Función Pública, Secretaría del Trabajo y Previsión Social, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Secretaría de Energía, Consejería Jurídica del Ejecutivo Federal, Fiscalía General de la República, Servicio de Administración Tributaria, Procuraduría Federal del Consumidor, Unidad de Inteligencia Financiera, así como la colaboración de gobiernos estatales y municipales.

Derivado de la puesta en operación de la citada estrategia, se desprende el Plan Conjunto de Atención a las instalaciones Estratégicas de Pemex, con la decidida participación de la Secretaría de la Defensa Nacional y de la Secretaría de Marina, cuyo objetivo es el de verificar el monitoreo y comprobación de procedimientos de abastecimiento y reparto, así como la vigilancia y control permanente de los vehículos y autos tanque que ingresan y salen de las instalaciones. En este sentido se destinó personal especializado para reforzar el interior de 58 instalaciones prioritarias: 6 refinerías, 39 terminales de almacenamiento y despacho, 12 estaciones de rebombeo y el Centro de Control México.

2.3. Infraestructura

Pemex dispone de una Vasta infraestructura para llevar a cabo las actividades asociadas a las cadenas de valor de petróleo crudo y gas natural que comprenden desde la exploración, producción y transformación, hasta la comercialización, transporte y distribución. Su personal altamente especializado cuenta con amplia capacidad técnica y una sólida experiencia, para operar la infraestructura de la empresa, en los ámbitos de: 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.

Infraestructura petrolera 2018

Campos en producción	356
Pozos productores promedio en operación	7,594
Plataformas marinas (PEP)	256
Equipos de perforación y reparación de pozos	81
Unidades de servicio a pozos	125
Refinerías	6
Complejos procesadores de gas ¹	9
Complejos petroquímicos ²	6
Terminales de distribución de gas licuado ³	10
Terminales de almacenamiento y despacho (TAD) de productos petrolíferos	76
Terminales marítimas	5
Residencias de operaciones y servicios portuarios	10
Buques tanque ⁴	17
Autos tanque	1,485
Carros tanque	511
Ductos en Pemex Logística (km) ⁵	15,909

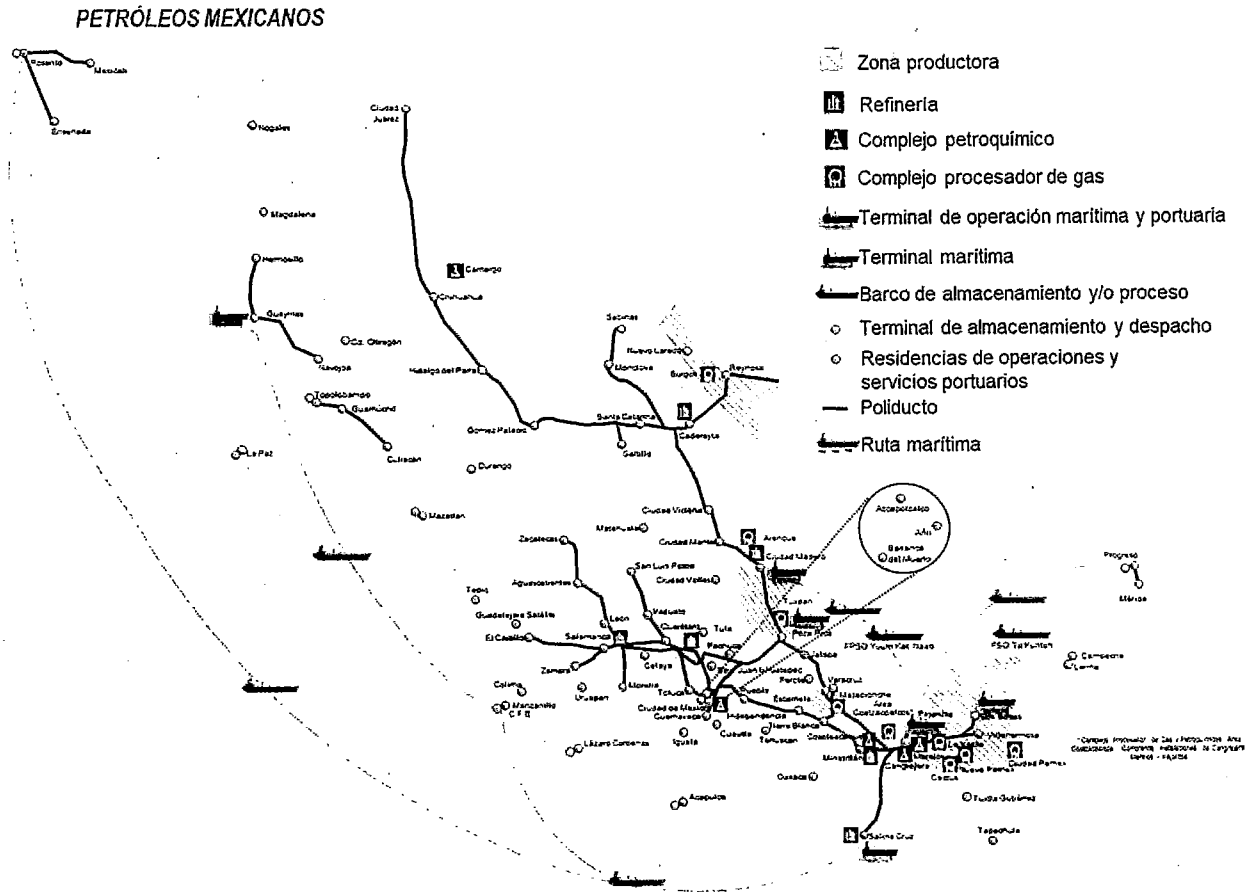
1 Incluye el Complejo Procesador de Gas y Aromáticos Área Coatzacoalcos, que comprende instalaciones ubicadas en Pajaritos y en los complejos petroquímicos Cangrejera y Morelos.

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

3 Conectadas a ducto.

4 Incluye dos propios, 14 en arrendamiento financiero y uno rentado hasta 2018.

5 Incluye ductos operados o mantenidos por Pemex Logística propios y de terceros (Grupo Pemex).



2.4 Mercado

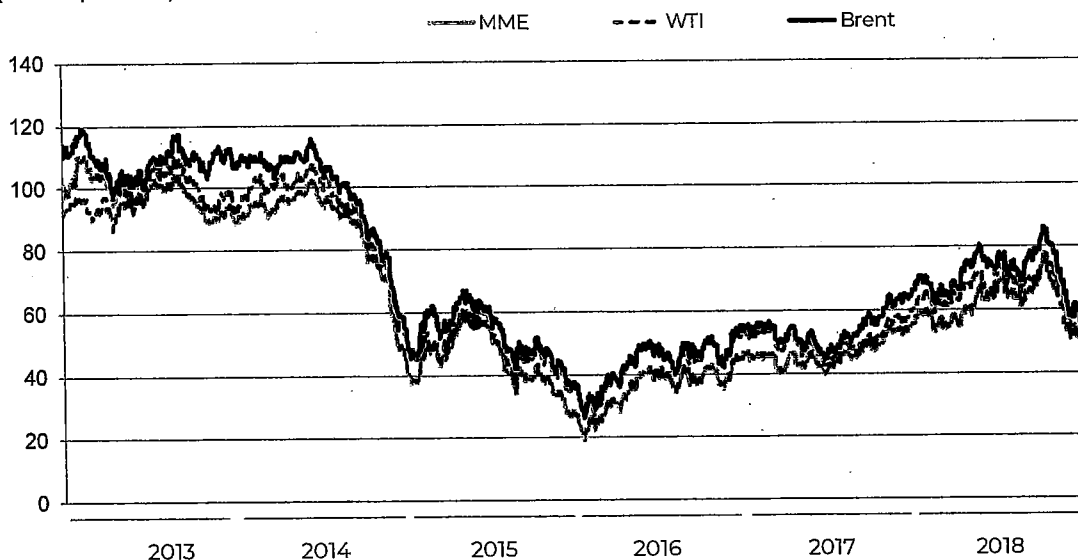
Petróleos Mexicanos es un participante significativo en el mercado internacional de hidrocarburos y en el contexto nacional prevalece como la primera opción para atender los requerimientos de hidrocarburos principalmente, además de ser un competidor en las ramas industriales de polietilenos, fertilizantes y petroquímicos diversos.

En el entorno internacional, su participación en la exportación de crudo ha venido disminuyendo paulatinamente, derivado de la menor producción de petróleo crudo. En contraste, las importaciones de petrolíferos han crecido significativamente, a causa del aminoramiento en las operaciones de refinación, por el deterioro en sus instalaciones.

Ambos mercados se ven influenciados por las variaciones de las cotizaciones de estos hidrocarburos a nivel internacional, donde el factor primordial es el precio de referencia de los crudos marcadores, *Brent* y *West Texas Intermediate (WTI)*, que en los últimos años han experimentado variaciones importantes.

En el periodo comprendido de 2011 al primer semestre de 2014, los precios se mantuvieron en niveles récord, por arriba de los 100 dólares por barril, para el caso del *Brent* y superiores a 80 dólares por barril para el *WTI*, derivado principalmente por su correlación con un índice del dólar deprimido frente a otras monedas, así como por un periodo de expansión económica mundial que impulsó la demanda.

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



Sin embargo, a partir del mes de junio de 2014 y hasta enero de 2015, se registró la caída más pronunciada en las cotizaciones del crudo, como consecuencia de un fortalecimiento del dólar estadounidense y un exceso de oferta de crudo, derivado esencialmente por el crecimiento en la producción de crudo de lutitas (*shale oil*) de los Estados Unidos (EU), así como la debilidad mostrada por las economías de China, Japón y la Unión Europea. La caída en los precios del petróleo provocó grandes recortes de inversión, así como la bancarrota de empresas petroleras en el mundo, principalmente las asociadas a la producción de crudo de lutitas en los EU.

Posteriormente, entre los meses de febrero y mayo de 2015 se presentó un periodo de recuperación de los precios, debido a la reducción de la disponibilidad de crudo en el mercado y la debilidad del dólar estadounidense, que se vio interrumpido por una nueva caída en las cotizaciones de los crudos marcadores que se prolongó hasta inicios de 2016, a consecuencia de una rápida recuperación de la oferta de crudo en el mercado mundial, provocado por el regreso de empresas ligadas a la producción de crudo de lutitas de los EU, así como por el incremento de la producción de crudo de Irán, una vez que entró en vigor el acuerdo para el levantamiento de sanciones económicas por parte de las principales potencias mundiales.

Adicionalmente, las cotizaciones fueron afectadas por el fortalecimiento del dólar estadounidense ante la recuperación de la economía de los EU, la debilidad de las economías de China y Japón, así como los efectos en la economía de la Unión Europea, provocados por la crisis de deuda en Grecia.

El comportamiento de los precios del crudo a partir de febrero de 2016 y hasta principios de octubre de 2018, observó una tendencia de crecimiento, impulsado durante 2016 por perspectivas de una menor producción de crudo de los EU para 2016 y 2017, debido al deterioro en la industria de producción de crudo de lutitas, expectativas de mejora en la economía mundial, debilidad del dólar estadounidense y la limitación de la disponibilidad de crudo, derivado del acuerdo firmado en noviembre de 2016 para la reducción de la producción de crudo por parte de los países miembros de la OPEP y un grupo de países aliados, encabezados por Rusia, vigente a partir de enero de 2017. Lo último, para contener la participación de mercado de la creciente producción de crudo de los EU la cual, salvo en algunos periodos, no ha dejado de aumentar.

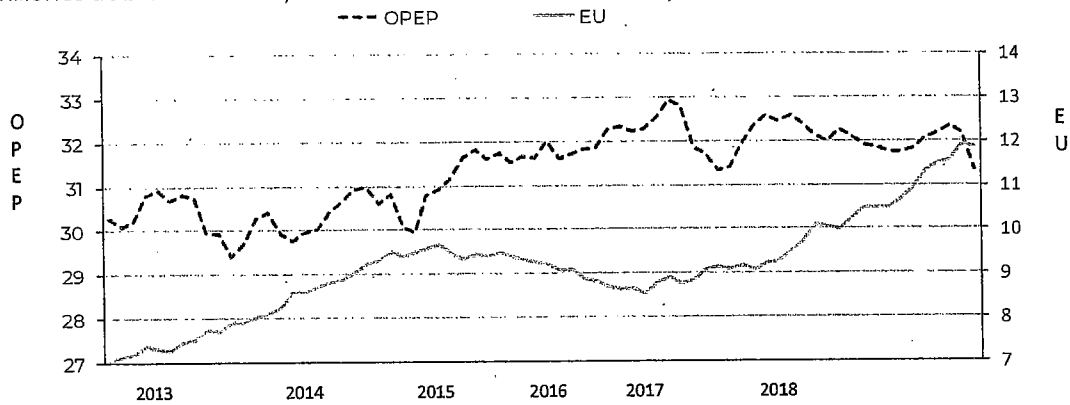
Durante 2017, los precios del crudo se beneficiaron por un panorama favorable de la economía mundial, principalmente en países como China e India, la debilidad del dólar estadounidense y el efecto en la oferta y los inventarios de crudo, del cumplimiento y extensión para 2018 del acuerdo para la reducción de la producción de los países de la OPEP y aliados.

En 2018, el precio del petróleo continuó con una tendencia al alza hasta la primera semana de octubre, debido a factores que influyeron sobre la oferta, como son: el acuerdo de reducción de la producción suscrito entre los países de la OPEP y aliados y la imposición de sanciones comerciales por parte de Estados Unidos sobre las exportaciones de petróleo de Irán y Venezuela.

A partir de la segunda semana de octubre y hasta diciembre del ejercicio que se informa, los precios de los crudos disminuyeron de forma importante, debido al aumento en la producción de petróleo de EU, la OPEP y Rusia, así como a la exención temporal por parte de los EU a ocho países de las sanciones impuestas a Irán, generando expectativas de una mayor oferta mundial de crudo en un entorno de menor crecimiento económico, causado principalmente por una desaceleración de la economía China y una disminución generalizada de la producción industrial. Adicionalmente, se registró un fortalecimiento del dólar estadounidense.

En 2018, el comportamiento promedio de las cotizaciones de los crudos fue: WTI 65.17 US\$/b, Brent 71.28 US\$/b y Mezcla Mexicana de Exportación (MME) 61.34 US\$/b, que representó incrementos de 28.4%, 31.5% y 31.1%, respectivamente, comparando con lo alcanzado durante 2017.

Producción de crudo
(millones de barriles diarios)

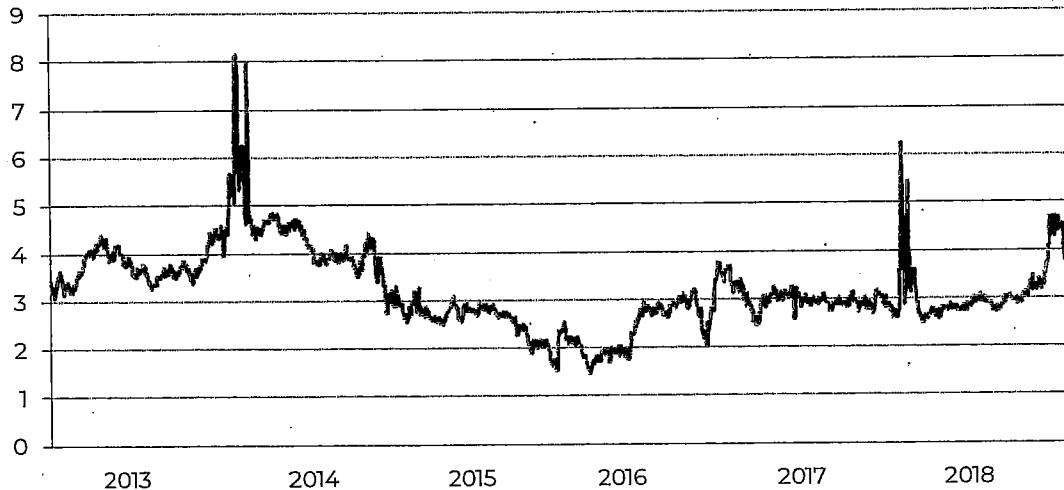


El mercado del gas natural seco presentó un comportamiento diferente al del petróleo crudo, fundamentalmente porque está regionalizado. Para México, el mercado relevante es el del sur de Estados Unidos, al cual nos une una amplia infraestructura de ductos para la importación de este energético, que complementa en gran parte la producción nacional. Los precios registrados en los últimos años en Henry Hub muestran estabilidad en una banda entre 2 y 4 dólares por millón de *British Thermal Unit* (US\$/MMBtu), con interrupciones de altos precios en algunos periodos invernales motivadas principalmente por efectos del clima.

En 2018 su promedio fue de 3.14 US\$/MMBtu, superior en 0.18 US\$/MMBtu (6%) al promedio de 2017 que se ubicó en 2.96 US\$/MMBtu, derivado de un alto consumo de gas para calefacción durante los meses de enero, octubre y noviembre, a consecuencia de temperaturas más frías de lo normal en algunas zonas de los EU. Adicionalmente, se presentaron temperaturas más cálidas de lo normal en el verano, provocando un incremento en el consumo para generación de energía eléctrica, así como una disminución inusual en los inventarios de gas natural seco a partir de agosto y hasta el final del año.

Respecto a los precios de los productos refinados, en 2018 registraron un incremento derivado de un aumento moderado de su demanda en los EU y por el efecto de las alzas que se observaron en los precios del crudo en los mercados internacionales.

Precio del gas natural en Henry Hub
(dólares por millón de BTU)



El precio de la gasolina regular en la Costa Norteamericana del Golfo de México (CNGM) alcanzó en 2018, un promedio de 79.7 US\$/b, superior en 17.5 US\$/b al promedio de 2017.

Con relación al promedio del precio del diésel de ultra bajo azufre (UBA) en la CNGM, en 2018 se ubicó en 86.3 US\$/b, aumentando en 17.4 US\$/b, respecto al promedio de 2017.

2.5. Estrategia y perspectivas

El Programa Sectorial de Energía (PROSENER) deriva del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND), en el marco del Sistema Nacional de Planeación Democrática del país. El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos forma parte de este sistema y se alinea al PROSENER y al PND.

El Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 se publicó en mayo de 2013 y la Reforma Energética se aprobó en diciembre de ese mismo año. Con la Reforma Energética se buscaba, entre otros aspectos, "... garantizar que, frente a las nuevas realidades tecnológicas, económicas y ambientales, Petróleos Mexicanos pueda incrementar substancialmente sus niveles de producción de petróleo, gas, derivados y refinados, así como participar en la exploración de nuevas reservas..."⁷.

⁷ Iniciativa del 8 de abril de 2013 del Ejecutivo Federal para la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos.

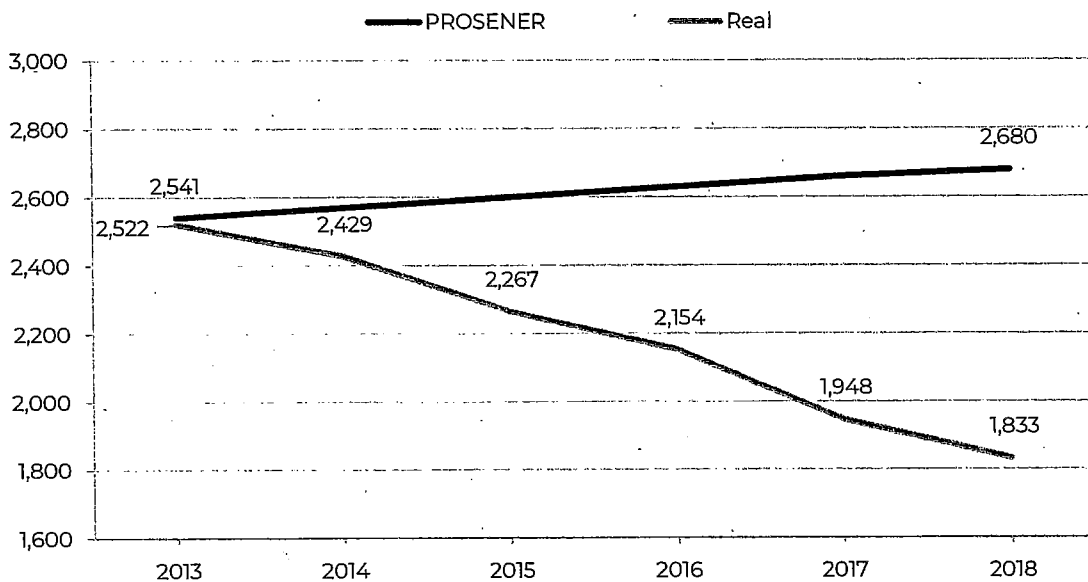
El PND 2013-2018 no se actualizó conforme a las nuevas premisas establecidas por la reforma; sin embargo, anualmente se revisaban sus metas para los años intermedios, de acuerdo con el avance en la curva de aprendizaje de la implantación de la reforma, la situación del entorno y los resultados obtenidos, que no fueron favorables. En consecuencia, la brecha entre las expectativas de la reforma y los resultados, e incluso con respecto a las metas del PND 2013-2018, se amplió gradualmente.

En el PROSENER se establecieron para Petróleos Mexicanos siete indicadores con sus respectivas metas; como resultado de la reestructuración derivada de la Reforma Energética, cuatro de dichos indicadores permanecieron bajo la responsabilidad de Petróleos Mexicanos: producción de petróleo crudo, producción de gas natural, rendimiento de gasolinas y destilados y desplazamiento del uso de agua cruda.

- Para el petróleo crudo se contemplaba incrementar la producción de una línea base de 2,541 miles de barriles diarios (Mbd) en 2013 a 2,680 Mbd en 2018⁸. En ese último año, la producción de petróleo crudo fue de 1,833 Mbd, 31.6% inferior a lo contemplado.

Producción de petróleo crudo¹

(miles de barriles diarios)



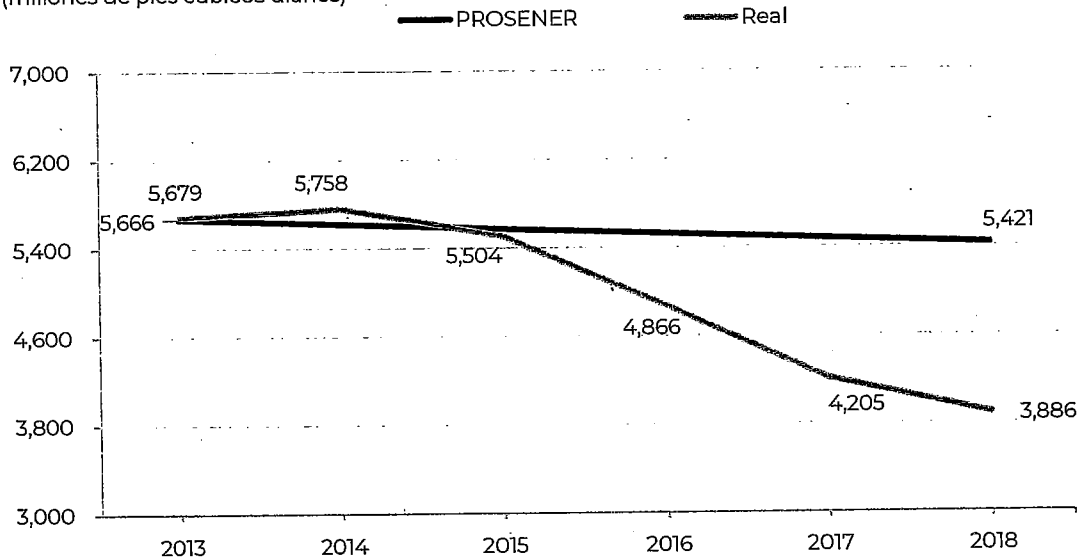
¹ Lo realizado en 2018 incluye condensados producidos en campos.

⁸ Meta establecida en el Programa Sectorial de Energía.

- La producción de gas natural contaba con una línea base de 5,666 millones de pies cúbicos diarios, una meta de 5,421 MMpcd para 2018 y el resultado obtenido fue de 3,886 MMpcd, sin incluir nitrógeno, 31.4% por debajo de lo previsto.

Producción de gas

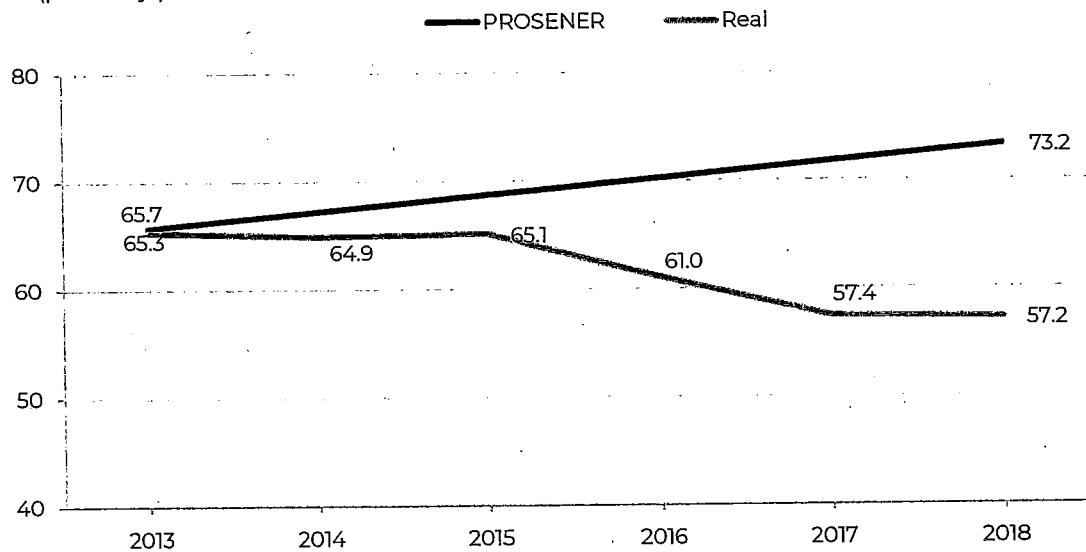
(millones de pies cúbicos diarios)



- El rendimiento de gasolinas y destilados (diésel y turbosina) consideró 65.7% de línea base con una meta de 73.2%. En 2018 se tuvo un rendimiento de 57.2%, lo que significó 16 puntos porcentuales menos.

Rendimiento de gasolinas y destilados

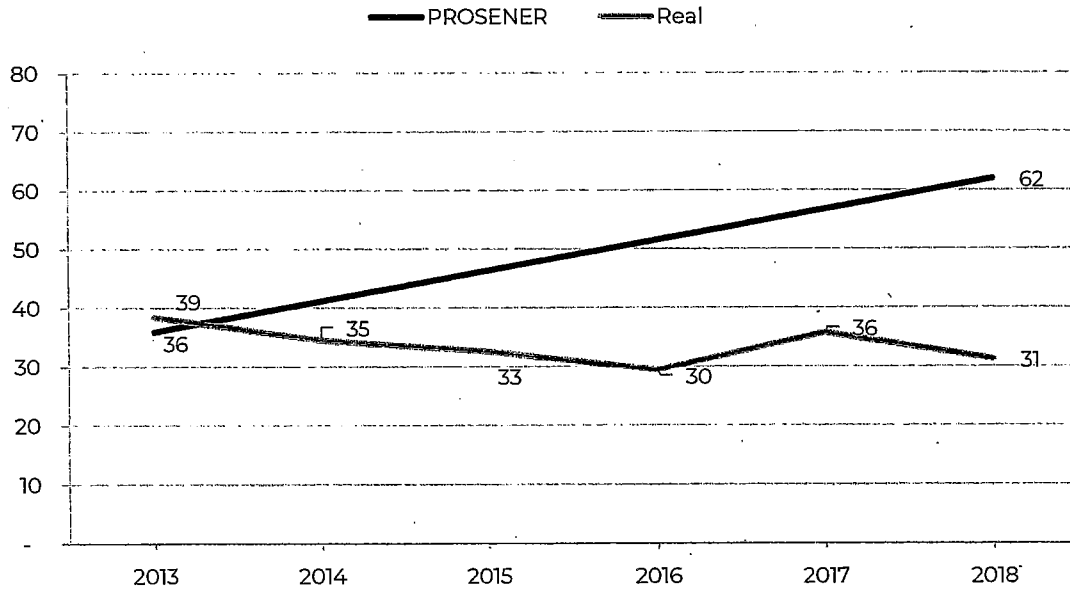
(porcentaje)



- El desplazamiento del uso de agua cruda preveía 62 millones de metros cúbicos (MMm³) de agua tratada de reúso empleada en Pemex, con una línea base de 36 MMm³. En 2018, el desplazamiento fue 31.3 MMm³.

Reúso de agua

(millones de metros cúbicos)



Esta tendencia no solo se reflejó en las metas anteriores, sino en otros muchos aspectos relevantes de la empresa durante la administración anterior, que en este documento se presentan en las tablas y gráficas con datos de 2013 a 2018. Como referencia, la información de los últimos 10 años está contenida en el Anuario Estadístico de Petróleos Mexicanos, disponible en el portal de internet de la empresa:

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2017_es.pdf

En lo que respecta al Plan de Negocios, Petróleos Mexicanos elaboró sus planes para los periodos 2014-2018, 2016-2020 y 2017-2021 y en su caso actualizó anualmente sus metas.

Para 2018, las actividades de Petróleos Mexicanos se desarrollaron en el marco del rumbo establecido para la empresa en el Plan de Negocios 2017-2021⁹. Este documento, con la rentabilidad como eje rector, estableció medidas que buscaban capitalizar las oportunidades de la Reforma Energética de 2013, relativas a establecer alianzas y asociaciones, para focalizarse en actividades estratégicas, así como para fortalecer la eficiencia y eficacia operativas.

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.

Un manejo disciplinado de los recursos, así como la implementación de estrategias financieras permitieron a Pemex alcanzar la mayoría de las metas financieras y operativas establecidas en el Plan de Negocios para 2017 y 2018. Lo anterior, en un entorno de la industria que, si bien mostró recuperación en los precios del crudo y un mayor dinamismo en los mercados, siguió viéndose afectado por la curva de aprendizaje en la implementación de los instrumentos de la Reforma Energética.

- La estrategia de Pemex hasta mediados de 2018 fue apoyarse en las herramientas creadas por la Reforma Energética, en un mercado cada vez más competido, para diversificar sus riesgos y aprovechar la participación de terceros, a fin de reforzar sus programas de inversión y con ello complementar su portafolio de recursos prospectivos. El objetivo era incorporar nuevas reservas, aumentar la producción, mejorar los términos fiscales de la empresa y diversificar sus fuentes de financiamiento, a la vez que se buscaba incorporar nuevas tecnologías para el desarrollo de sus campos.
- Las actividades relacionadas con el procesamiento de hidrocarburos y producción de petroquímicos presentaron oportunidades derivadas de los instrumentos y la flexibilidad establecida en la Reforma Energética. A fin de capitalizar dichas oportunidades, se implementaron mecanismos tales como las alianzas y asociaciones con terceros con el fin de compartir riesgos, mejorar prácticas operativas y obtener los beneficios económicos derivados de estos proyectos, buscando revertir las pérdidas económicas y operativas.
- La estrategia de Pemex Logística consistió en focalizar las acciones en negocios rentables y consolidar la competitividad de la empresa a través de la eficiencia operativa y financiera, así como de la modernización de la infraestructura.
- Pemex Etileno implementó diversas iniciativas para enfrentar la escasez de etano y mejorar sus resultados financieros.
- Pemex Fertilizantes focalizó sus esfuerzos en la recuperación de su capacidad de producción de amoníaco y otros fertilizantes producidos por sus empresas filiales Pro-Agroindustria y Fertinal.

Es importante mencionar que, con el cambio de gobierno en México, se comenzaron a esbozar nuevas prioridades y un enfoque diferente para Petróleos Mexicanos, lo cual, implicó la realización de algunos ajustes que iniciaron desde el período de transición, tales como la suspensión de nuevos *farm-outs*, en concordancia con la postergación temporal de las Rondas Licitatorias por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

A este respecto, Pemex asimila la nueva dinámica del sector energético nacional, misma que será reflejada en el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía. En el contexto del ciclo de planeación de 2018-2019 de Pemex, se trabaja en el establecimiento del Planteamiento Estratégico Institucional y en la actualización del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, en el que se atenderán con oportunidad los lineamientos de austeridad y eficiencia requeridos por la nueva administración y se considerarán de manera relevante, los conceptos de soberanía y seguridad energéticas¹⁰ y de sustentabilidad¹¹.

¹⁰ Seguridad energética: satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población presente y futura, al tiempo que diversifica la disponibilidad y uso de energéticos, asegurando la infraestructura para un suministro suficiente, confiable, de alta calidad y a precios competitivos de los mismos. Lo anterior mediante el desarrollo de las capacidades humanas y tecnológicas para la producción y el aprovechamiento eficiente de energía.

¹¹ Sostenibilidad/sustentabilidad: realizar negocios de una manera socialmente responsable y ética; proteger el medio ambiente y la seguridad de las personas; e involucrar, comprender, respetar y apoyar a las comunidades y culturas con las que se trabaja.

3.Exploración y producción de hidrocarburos

Pemex lleva a cabo actividades en materia de exploración, desarrollo y explotación de campos para incorporar reservas de hidrocarburos y producir petróleo crudo y gas que permitan abastecer el mercado nacional y exportar excedentes de crudo.

Los cambios suscitados en el ámbito energético en el país, tuvieron repercusiones en la forma de operar en Pemex Exploración y Producción (PEP). En primera instancia, se separaron las actividades de perforación, creando una Empresa Productiva Subsidiaria denominada Pemex Perforación y Servicios. En 2015, en materia de recursos petroleros, la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos le otorgaron a Pemex, como punto de partida en la Ronda 0, un volumen de 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) en reservas probadas y probables (2P) y 22,126 MMbpce en recursos prospectivos, que equivalían a 83% y 21% de los recursos del país, respectivamente.

Dadas las condiciones del mercado, PEP replanteó su estrategia para concretar alianzas que le han permitido diversificar sus riesgos y apoyar sus programas de inversión, así como complementar su portafolio de recursos prospectivos, con objeto de aumentar la producción y la productividad de sus operaciones, incorporar nuevas reservas, implementar tecnologías para campos complejos, diversificar sus fuentes de financiamiento y mejorar los términos fiscales de la empresa.

Adicionalmente, Pemex participó en las rondas de licitación internacionales de aguas profundas y someras publicadas por el Estado Mexicano, donde logró la adjudicación de 22 contratos: 14 contratos en las Rondas Nacionales, 11 en consorcio y tres de manera individual, lo que representó el 48% del total de las ofertas presentadas para licitación y cuantifica un recurso prospectivo medio de 6,055 MMbpce en una superficie de 18,814 km²; y ocho contratos, de los cuales, cinco corresponden a migración de asignaciones y tres a asociaciones. Con ello, Pemex se situó como la empresa con el mayor número de bloques adjudicados en rondas licitatorias en México.

Asimismo, se concretó el primer *farm-out* en aguas profundas con el campo Trión. Por otra parte, en materia de migraciones, se han tenido que replantear algunos casos por falta de interés del mercado, tal es el caso de Maximino-Nobilis y Ayín-Batsil.

3.1. Exploración, desarrollo y reservas

Desde el 2014, como consecuencia de la caída del precio de los hidrocarburos, la inversión exploratoria en el mundo disminuyó en un 60% y Pemex redujo su inversión en 37%, con un impacto en la actividad de perforación de pozos exploratorios y de desarrollo.

Pozos perforados y terminados

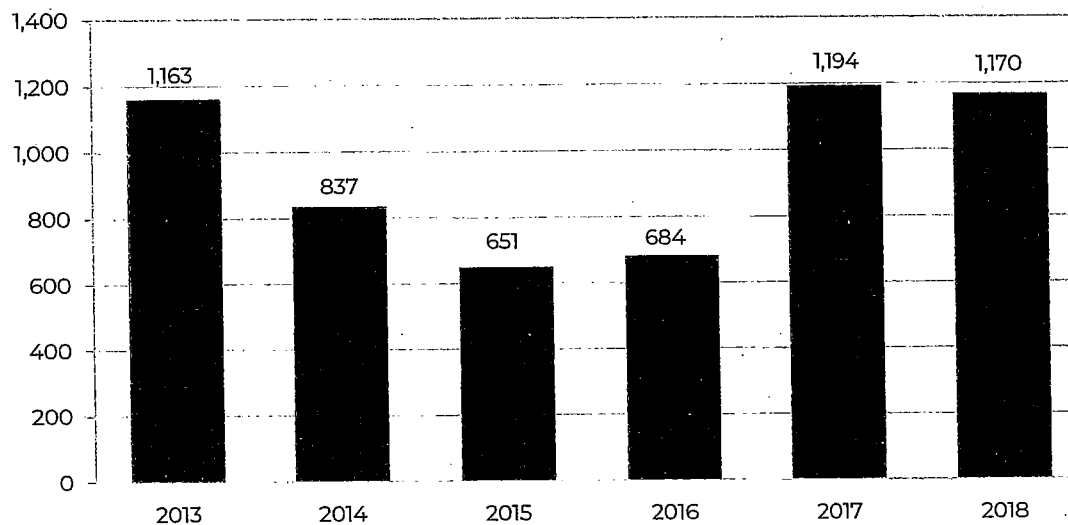
(número)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Pozos perforados	705	538	278	125	83	164
Exploratorios	40	22	22	22	24	24
Desarrollo	665	516	256	103	59	140
Pozos terminados	823	535	312	149	79	162
Exploratorios	38	24	26	21	24	19
Desarrollo	785	511	286	128	55	143

Lo anterior, provocó que en el periodo 2014-2016 cayeran de manera drástica los niveles de restitución de reservas a nivel 3P, aun cuando el volumen extraído también disminuyó. Sin embargo, a partir del 2017 se logró revertir la tendencia al alcanzar niveles de incorporación por 1,194 MMbpc, con un volumen que se mantuvo en 2018.

Incorporación de reservas 3P

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



En 2018 se desarrollaron actividades exploratorias para incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos.

La actividad exploratoria que se llevó a cabo se enfocó principalmente a la búsqueda de aceite en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste, y en aguas profundas en el proyecto Área Perdido.

Durante 2018 se terminaron de adquirir los datos sísmicos tridimensionales (3D) del levantamiento Canin-Suuk, ubicado en aguas someras, con un área cubierta de 3,941 km². En cuanto a la perforación de pozos, se concluyeron 19 pozos exploratorios, resultando siete productores y 12 improductivos.

En aguas profundas, la exploración se enfocó en el proyecto Área Perdido privilegiando la búsqueda de aceite ligero. Para el 2018, en el proyecto Área Perdido, en la provincia geológica Cinturón Subsalino se concluyó exitosamente el pozo Kokitl-1 que comprobó el potencial petrolero del Terciario, así como el pozo delimitador Doctus-1DL, el cual obtuvo información para dar certidumbre al polo de desarrollo de aceite ligero en esta provincia del Área Perdido.

En las Cuencas del Sureste en su porción marina, se han reportado nuevos descubrimientos con los pozos Cahua-1, Manik-101A y Mulach-1. En estos tres descubrimientos se estiman en conjunto, reservas 3P preliminares de más de 195.7 MMbpce.

En la porción terrestre se incorporaron dos campos, como resultado de la perforación de los pozos Chocol-1 y Cibix-1 con un volumen estimado de reservas 3P de 17 MMbpce.

Con los resultados de los pozos Ixachi-1DL y Doctus-1DL, se confirmó una mayor extensión de los campos Ixachi y Doctus, respectivamente, incorporando entre ambos una reserva 3P del orden de 957 MMbpce.

Estos descubrimientos en conjunto incorporaron una reserva 3P preliminar del orden de 1,170 MMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo. La producción para el mismo periodo ascendió aproximadamente a 915 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 128%.

Las actividades realizadas en 2018 en materia exploratoria permitieron incorporar aproximadamente 287 MMbpce de reservas probadas, la mayor alcanzada desde el año 2010. Al 1 de enero de 2019, del total de las reservas 1P¹² de la Nación, las asignadas a Petróleos Mexicanos ascendieron a 5,786 millones de barriles de petróleo crudo, condensados y líquidos de plantas y 6,368 mil millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas seco. La relación reserva-producción para reservas probadas fue de 7.7 años. Las reservas 1P, 2P y 3P se encuentran en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con base en sus propios lineamientos.

¹² Nota: Cociente resultante del total de reservas probadas adicionadas en 2018 entre el volumen producido en el mismo periodo.

Reservas probadas de Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2019

	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Total MMbpce	Crudo MMb	Condensado MMb	Líquidos de plantas ¹ MMb	Gas seco ² MMbpce	Gas natural MMMpc	Gas seco MMMpc
Probadas	7,010.3	5,332.9	62.4	390.8	1,224.3	8,858.6	6,367.7
Aguas profundas	63.5	0.0	1.4	0.0	62.2	361.7	323.3
Aguas someras	4,457.3	3,883.6	39.4	203.9	330.4	2,952.3	1,718.4
Campos terrestres	2,489.5	1,449.3	21.6	186.9	831.8	5,542.7	4,326.1

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

¹ Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

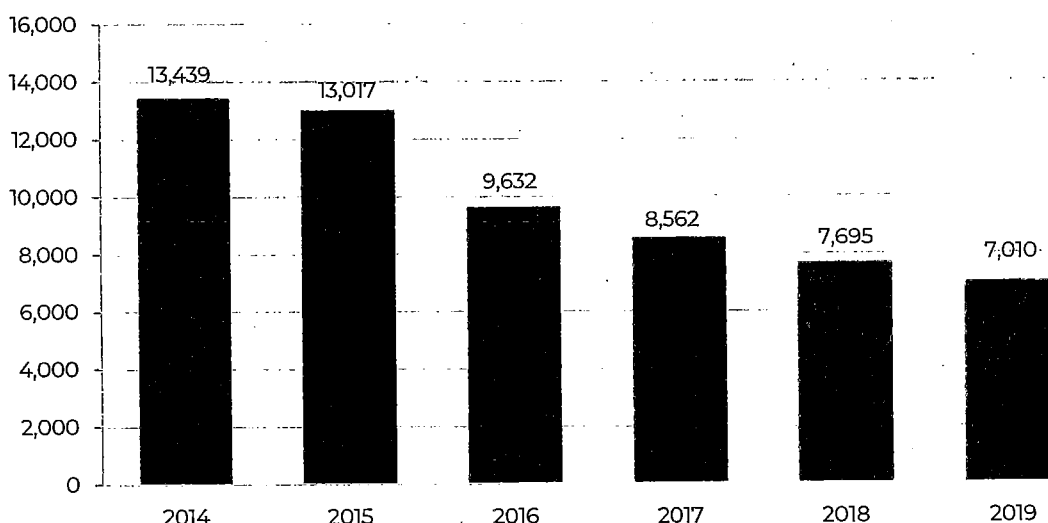
² El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

Durante 2018, las reservas probadas 1P fueron afectadas principalmente por la extracción de la producción, la cual alcanzó poco más de 915 MMbpce. Este volumen fue compensado por reservas probadas restituidas, las cuales ascendieron a 317 MMbpce. Con ello, se obtuvo una tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P de 34.6%, valor que representa un resultado favorable en comparación a lo obtenido en el año 2017.

El valor positivo de 317 MMbpce resulta de la incorporación de reservas probadas por los campos nuevos y extensiones de 287 MMbpce, debido a la actividad exploratoria, y al incremento de 30 MMbpce por concepto de desarrollos, revisiones al comportamiento y delimitación; dicho incremento en las reservas probadas se ubicó principalmente en los campos Balam, Abkatún, Cuitláhuac, Sihil, Ku, Gasífero y Uchbal. Por otro lado, se tuvieron decrementos en los campos Xanáb, Onel, Maloob, Kab Arenque y Corralillo.

Reservas probadas, al 1 de enero de cada año¹

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



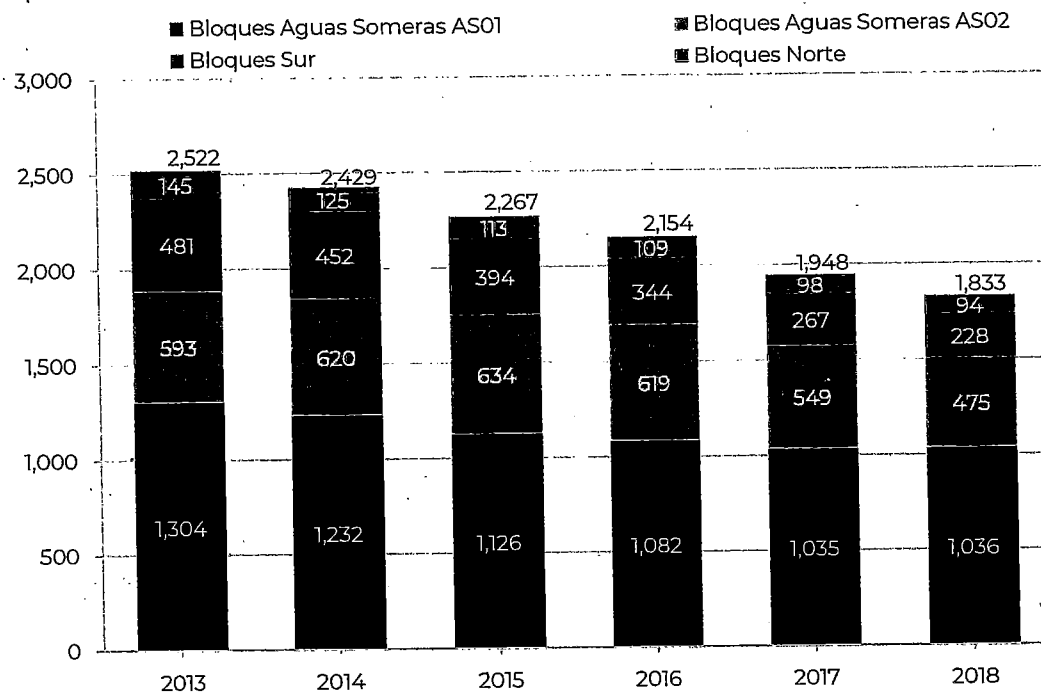
¹ Hasta 2015 las reservas corresponden a la Nación, a partir de 2016 solo las adjudicadas a Pemex.

3.2. Producción de crudo y gas natural

De 2013 a 2018, la producción de crudo¹³ se redujo 688.8 Mbd, al pasar de 2,522.1 a 1,833.3 Mbd, un promedio de 137.8 Mbd cada año. Es relevante la disminución en los Bloques Aguas Someras AS01, que pasó de 1,303.6 Mbd en 2013 a 1,035.9 Mbd en 2018 afectado por la caída en la producción del Bloque Aguas Someras AS01-01 (Cantarell) de 439.8 Mbd a 161.2 Mbd en el mismo periodo. En 2018, las asignaciones Ku, Maloob y Zaap del Bloque Aguas Someras AS01-02, mantuvieron aproximadamente el mismo nivel, al alcanzar 814.2 Mbd, con lo que su participación en la producción total llegó a 44.4%.

¹³ A partir de 2017, Pemex Exploración y Producción se organiza por bloques. A Bloques Aguas Someras AS01 pertenecen las asignaciones Akal, Sihil, Ku, Maloob, Zaap, entre otras; a Bloque Aguas Someras AS02, las asignaciones del Litoral de Tabasco, entre las que destacan Xanab, Homol, Tsimín, Kuil, Ixtal y Kax; a Bloques Sur corresponden Samaria, Tizón, Rabasa y otros; y a Bloques Norte Poza Rica y Tamaulipas-Constituciones, entre otras.

Producción de crudo¹
(miles de barriles diarios)



¹ A partir de 2018 incluye condensados producidos en campos.
A partir de 2017 la estructura de PEP corresponde a Bloques.

Abkatún, perteneciente a Bloques Aguas Someras AS02 y las asignaciones de los Bloques Sur y Norte redujeron su producción debido a su declinación, así como por la menor terminación de pozos y una reducción en la actividad física dada la menor disponibilidad de recursos financieros y a la caída en los precios del petróleo a partir de 2015, que desincentivó la inversión de capital.

Debido al intenso ritmo de declinación de la producción de crudo derivada de la menor contribución de las asignaciones de Akal y Sihil de Aguas Someras AS01-01, así como en Ku, Tsimin, Sinan e Ixtal en aguas someras y Samariá en campos terrestres, Pemex ha compensado la producción mediante una mayor contribución de Xux, así como con la intensificación de la actividad física en Ayatsil y Maloob. De esta manera, la producción total alcanzada refleja el esfuerzo de Pemex para mantener su nivel al incorporar nuevos campos.

Concepto	2017	2018	
		Observado	Plan de Negocios
Producción de petróleo crudo (Mbd)	1,948	1,833	1,811

Producción de hidrocarburos

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017 (%)
Total de hidrocarburo (Mbpced)	3,652.6	3,538.1	3,268.9	3,037.0	2,737.9	2,526.7	-7.7
Crudo (Mbd) ¹	2,522.1	2,428.8	2,266.8	2,153.5	1,948.3	1,833.3	-5.9
Gas natural (MMpcd) ²	6,370.3	6,531.9	6,401.0	5,792.5	5,068.0	4,846.9	-4.4
Gas hidrocarburo (MMpcd) ³	5,678.9	5,757.8	5,504.4	4,866.4	4,205.0	3,886.1	-7.6
Asociado	3,916.3	4,045.9	3,929.1	3,614.8	3,194.3	2,844.0	-11.0
No asociado	1,762.6	1,712.0	1,575.3	1,251.6	1,010.8	1,042.1	3.1

¹ Incluye condensados producidos en campos.

² Incluye nitrógeno y CO₂.

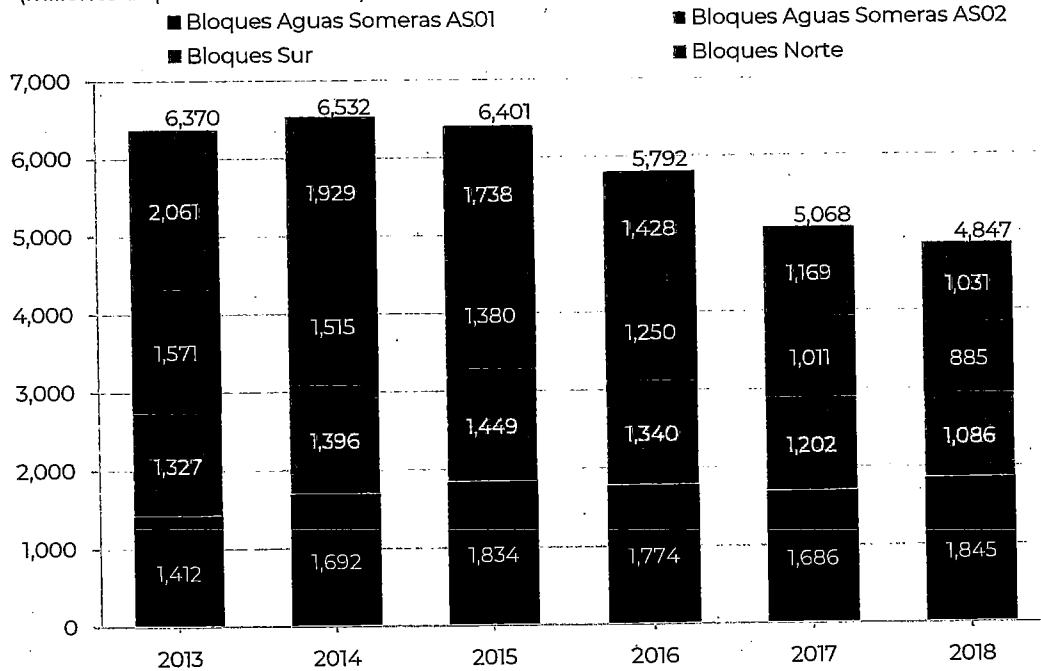
³ No incluye nitrógeno.

Respecto a la producción de gas, durante el periodo de 2013 a 2018 se redujo 1,523.4 MMpcd, 304.7 MMpcd en promedio anual. La mayor reducción se registró en Bloques Norte, al pasar de 2,061 MMpcd en 2013 a 1,031 MMpcd al cierre de 2018, lo que representa una disminución de 205.5 MMpcd al año.

La reducción de la producción también se manifiesta en el Activo de Producción Aguas Someras AS02-01, en Bloques Sur y los Bloques Norte, debido a la declinación de campos y a menores beneficios por intervenciones y terminación de pozos.

Producción de gas natural¹

(millones de pies cúbicos diarios)



¹ Incluye nitrógeno y CO₂.

Para el 2018, la producción de gas natural fue de 4,846.9 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), de los cuales 3,886.1 MMpcd correspondieron a gas hidrocarburo y CO₂ y el resto (960.8 MMpcd) fue nitrógeno.

El gas hidrocarburo enviado a la atmósfera fue de 126.6 MMpcd, 3.2% inferior al año anterior, debido a las obras realizadas en los Bloques Aguas Someras, con lo que el aprovechamiento de gas natural fue de 96.3%. Los esfuerzos orientados a incrementar este aprovechamiento permitieron lograr niveles de gas enviado a la atmósfera de 177.9 MMpcd en 2018.

El costo total de hidrocarburos para 2018 a cierre alcanzó 23.03 US\$/bpce. Este dato incluye el costo de producción (gasto de operación y derechos de extracción y actividad, dividido entre el número de barriles producidos, que asciende a 14.09 US\$/bpce), así como la inversión en desarrollo, infraestructura de transporte y actividades de descubrimiento. En contraste, durante 2017, el costo total de hidrocarburos fue de 18.83 US\$/bpce, siendo las principales causas del incremento en 2018, el aumento del 15% en los gastos, en los derechos e impuestos por la valoración del petróleo (artículo 44 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos), servicios de perforación (principalmente en intervenciones a pozos y perforación de pozos de desarrollo), así como los cargos de administración del corporativo a PEP; aunado a la disminución del 8% de la producción.

Los principales proyectos¹⁴ de producción en 2018 fueron:

- Ku-Maloob-Zaap produjo 875 Mbd de crudo y 485 MMpcd de gas hidrocarburo, esto es, el 47.7% y 12.5%, respectivamente, de la producción a nivel nacional. El proyecto tuvo un ejercicio de 27,726 millones de pesos, que representó un cumplimiento de 100% del presupuesto asignado.
- Chuc registró una producción de 161 Mbd de crudo y 254 MMpcd de gas, lo que representó una aportación de 8.9% y 5.3% al total nacional, en el orden citado. El ejercicio de inversión sumó 22,051 millones de pesos, lo que significó un cumplimiento de 100%.
- Cantarell se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada: aportó 127 Mbd de crudo y 524 MMpcd de gas hidrocarburo, que representaron 6.9% y 13.5%, respectivamente, de la producción nacional. La inversión ascendió a 15,210 millones de pesos, con un cumplimiento de 100% del presupuesto.
- Yaxché, aún en etapa de desarrollo, produjo un total de 123 Mbd de crudo y 95 MMpcd de gas, contribuyendo con 6.8% y 2% de la producción nacional, respectivamente. El proyecto ejerció 6,447 millones de pesos, equivalente al 100% del presupuesto asignado.
- Burgos se encuentra en etapa de declinación y mantenimiento. Aportó 12.6% de la producción de gas, con 604 MMpcd, con una inversión de 2,874 millones de pesos.

¹⁴ Los proyectos no siempre corresponden a las asignaciones. Para determinar el cumplimiento fueron utilizadas las bases presupuestales Adecuado 5A y Ejercicio 2018 oficial en flujo de efectivo.

Como parte de las actividades de desarrollo, durante 2018 se terminaron un total de 143 pozos, de los cuales 137 fueron productores de petróleo crudo y gas; y seis resultaron improductivos, logrando un éxito de 96%¹⁵. Con estas acciones, la producción en pozos nuevos y con reparaciones mayores totalizó un volumen de 113.5 Mbd.

3.3. Asociaciones, migraciones y rondas

Petróleos Mexicanos logró la adjudicación de 22 contratos, los cuales son:

Tres asociaciones: Un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas y dos contratos para la extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia.

Por otra parte, se han tenido que replantear algunas migraciones por falta de interés en el mercado, tal es el caso de Maximino-Nobilis y Ayín-Batsil.

Cinco migraciones de asignaciones: Dos contratos para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida; dos contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida y un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en zonas terrestres convencionales y no convencionales.

14 contratos en Rondas que representa el 48% del total de las ofertas presentadas por Pemex para licitación y cuantifica un recurso prospectivo medio de 6,055 MMbpce en una superficie de 18,814 km².

- Cinco en aguas profundas: un contrato de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en la Ronda 1.4 y cuatro contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en la Ronda 2.4.
- Nueve en aguas someras: dos contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en la Ronda 2.1 y siete contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en la Ronda 3.1.

Asociaciones

Trión. PEP 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 realizó en su historia con una participación del 40%.

¹⁵ Para el cálculo del éxito comercial se descartó un pozo inyector de agua congénita.

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 cuatro 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 favor de Pemex 373 millones de dólares, con un 50% de participación en el negocio. La propuesta incluyó una regalía adicional de 13%.

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.

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 también 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.

El 6 de marzo de 2018, fueron formalizados los contratos y acuerdos de operación conjunta para las áreas Ogarrio y Cárdenas-Mora y en agosto de 2018 se presentaron ante CNH los Planes de Desarrollo para su aprobación.

Otros

Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Producción (CSIEE). En cumplimiento con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, específicamente con la Estrategia 05 "Establecer esquemas para captar inversión adicional para completar la inversión requerida aprovechando la Reforma Energética", se integró un equipo de trabajo a fin de documentar casos de negocio para CSIEE en asignaciones de PEP.

Bloque Olmos. Es una asignación productora de gas húmedo dulce que se localiza en el Municipio de Hidalgo, en el Estado de Coahuila y pertenece al Activo de Producción Bloques Norte 01 (Burgos).

En 2004 inició el Contrato de Obra Pública Financiada (COPF) entre PEP y *Lewis Energy* para explotar el gas del Bloque Olmos, con una duración de 15 años.

En 2016 se ejecutó la suspensión del contrato por baja rentabilidad para PEP, por lo que se realizaron negociaciones con *Lewis Energy* a fin de establecer un convenio modificatorio,

para cambiar las condiciones del contrato a las de un CSIEE que resultara rentable para ambas partes.

El 22 de febrero de 2018, se firmó el convenio modificatorio con la compañía *Lewis Energy*, el cual incluyó modificaciones en los anexos de remuneración, a fin de que el pago al prestador de servicios fuera a través de una tarifa en dólares sobre hidrocarburo. El programa de trabajo se dividió en dos fases: Fase 1, perforación de tres pozos horizontales, de resultar exitosos, se procederá a ejecutar la Fase 2 para perforar 70 pozos adicionales de desarrollo e infraestructura de explotación, para obtener una producción acumulada estimada de 431 MMMpc de gas en 15 años.

Actualmente se trabaja en la terminación de la infraestructura de perforación (construcción de peras y caminos de acceso), así como en la obtención de los permisos de uso de agua para la perforación de los tres pozos de la Fase 1.

San Ramón-Blasillo. Las asignaciones San Ramón y Blasillo se localizan en el Estado de Tabasco y pertenecen al Activo Integral de Producción Bloque S04, de la Subdirección de Producción Bloques Sur (SPBS). Ambas son productoras de aceite ligero (31° y 35° API respectivamente) y gas asociado.

En 2017 se inició proceso de documentación del caso de negocio para CSIEE en las asignaciones de San Ramón y Blasillo, el cual se presentó y fue aprobado por los comités internos de Petróleos Mexicanos, para posteriormente comenzar proceso de licitación pública internacional que finalizó con fallo y adjudicación a la compañía Grupo R el 3 de julio de 2018 y formalización del contrato el 20 de agosto del mismo año, el cual tendrá una duración de 10 años.

Con la ejecución de este CSIEE se espera obtener una producción acumulada de 28 MMb de aceite y 54 MMMpc de gas, durante el periodo del contrato.

Reactivación de pozos cerrados. Durante 2017 se documentó y se aprobó caso de negocio CSIEE para reactivar e incorporar a la producción 223 pozos cerrados que están bajo la administración de la SPBS y de la Subdirección de Producción Bloques Norte (SPBN), a través de la ejecución de servicios integrales para su reactivación, así como para el mantenimiento de la producción de los pozos reactivados bajo el esquema de pago por flujo de efectivo disponible.

Este proyecto se dividió en cuatro grupos de pozos para licitarlos de forma independiente, quedando de la siguiente manera:

- Grupo de pozos 1: 38 pozos cerrados de los activos de producción Bloque S02 y Bloque S04 de la SPBS. Licitación declarada desierta y los pozos se integrarán a los contratos adjudicados de los grupos 2 y 3.
- Grupo de pozos 2: 37 pozos cerrados de la formación Mesozoico de los activos de producción Bloque S01 y Bloque S03 de la SPBS. Contrato formalizado el 10 de septiembre de 2018 con la compañía *Alpha Energy*.

- Grupo de pozos 3: 47 pozos cerrados de la formación Terciario de los Activos de producción Bloque S01 y Bloque S03 de la SPBS. Contrato formalizado el 15 de mayo de 2018 con la compañía *Química Apollo*.
- Grupo de pozos 4: 101 pozos cerrados de los activos de producción Bloque N02 y Bloque N03 de la SPBN. Licitación declarada desierta. El 7 de septiembre se inició el proceso de licitación por invitación restringida, el cual concluyó el 15 de noviembre, declarándose desierta nuevamente. Actualmente se analiza la posibilidad de realizar una adjudicación directa.

Asimismo, se trabaja en la documentación de una segunda etapa, a fin de aplicar un proyecto similar en pozos de otras asignaciones de la SPBN, así como en asignaciones marinas de Aguas Someras.

Migraciones

Ek-Balam. El 2 de mayo de 2017, PEP y la Comisión Nacional de Hidrocarburos 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 y 126 MMMpc de gas al 1 de enero de 2017.

- El CE fue autorizado con una vigencia de 22 años con dos posibles prórrogas de cinco años cada una, previa solicitud a la CNH.
- Pemex entregó a la CNH una garantía corporativa equivalente a 5 mil millones de dólares, como parte de la contraprestación, el Estado recibirá el 70.5% y PEP el 29.5% de la utilidad operativa.
- Entre otros beneficios del Régimen Fiscal como Contratista, es que el factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es de 60% a diferencia del 12.5% que se tenía como asignatario.
- La CNH aprobó el plan de desarrollo en marzo de 2018.

Santuario-El Golpe. El 18 de diciembre de 2017, PEP, Petrofac y la CNH firmaron el contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en campos terrestres, para el área contractual Santuario-El Golpe, ubicada en la Cuenca Salina del Istmo, con reservas 2P aproximadas de 119.79 MMb y 573.71 MMMpc de gas al 1 de enero de 2017, como resultado de la primera migración de CIEP a CE.

- 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, es que el factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es de 40%.
- El interés de participación de las empresas es PEP 64% y Petrofac 36%.

- El plan de desarrollo fue autorizado por la CNH el 14 de diciembre de 2018.

Misión. El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (CAPEMEX) autorizó la migración de la asignación Misión a un contrato para la extracción de hidrocarburos. PEP y el Contratista ratificaron ante SENER su aceptación a las condiciones contractuales y fiscales del CE.

El 2 de marzo de 2018, como resultado de la primera migración de un Contrato de Obra Pública Financiada (COPF) a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE), PEP, Servicios Múltiples de Burgos (SMB) y la CNH firmaron el CEE bajo la modalidad de Producción Compartida en campos terrestres, para el área contractual Misión, ubicada en los estados de Nuevo León y Tamaulipas, con reservas 2P aproximadas de 276 MMMpc de gas y 2.1 MMb de condensado 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 35% y el consorcio formado por PEP y Servicios Múltiples de Burgos el 65% de la utilidad operativa.
- El interés de participación es de 51% PEP y 49% SMB.
- El factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es de 80%.
- El plan de desarrollo y exploración fueron presentados ante la CNH en julio y agosto de 2018, respectivamente. Está pendiente su aprobación.

Ébano. El 3 de agosto se realizó la segunda migración del Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP) al Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE), donde Pemex Exploración y Producción, DS Servicios Petroleros y *D&S Petroleum* (Diavaz) y la CNH firmaron el CEE bajo la modalidad de Producción Compartida en campos terrestres, para el área contractual Ébano, ubicada en los estados de Veracruz, San Luis Potosí y Tamaulipas, con reservas 2P aproximadas de 41.2 MMb de crudo y 3.8 MMMpc de gas al 1 de enero de 2018.

- El contrato fue autorizado con una vigencia de 30 años con dos posibles prórrogas de cinco años cada una, previa solicitud a la CNH.
- Como parte de la contraprestación, el Estado recibirá el 58.8% y el consorcio formado por PEP, DS Servicios Petroleros y *D&S Petroleum* el 41.2% de la utilidad operativa, y un factor de recuperación de costos, gastos e inversiones del 70%.
- El interés de participación es de 45% Pemex, DS Servicios Petroleros 54.99% y *D&S Petroleum* 0.01%.
- El plan de desarrollo fue presentado a CNH en noviembre de 2018 y está pendiente de aprobación. El plan de exploración se encuentra en evaluación por parte del Comité Operativo para su aprobación y presentación a CNH.

Miquetla. El 21 de noviembre de 2018, PEP, Operadora de Campos DWF (Diavaz) y la CNH firmaron el CEE bajo la modalidad de Licencia en campos terrestres, del área contractual Miquetla con reservas 2P aproximadas de 135.59 MMb de crudo y 255.61 MMMpc de gas al 1 de enero de 2018.

- El contrato fue autorizado con una vigencia de 30 años con dos posibles prórrogas de cinco años cada una, previa solicitud a la CNH.
- Como parte de la contraprestación, el Estado recibirá una regalía adicional del 13% sobre el valor contractual del hidrocarburo.
- El interés de participación es de 49% Pemex y 51% DWF.
- Se estima que el plan de desarrollo y exploración sean presentados en mayo y junio de 2019, respectivamente, para su aprobación.

Otras

Migración de asignaciones a CEE. En los meses de abril, mayo y junio de 2018 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó la migración de las asignaciones Pánuco, Altamira, Magallanes, Pitepec, Humapa, Amatitlán y Miahuapan a un CEE. Entre mayo y noviembre, PEP y los contratistas respectivos, ingresaron de manera conjunta a la SENER las solicitudes de migración de Altamira, Pitepec y Miahuapan.

Migración de Asignaciones con Socio Fase I. Se documentaron 11 clúster terrestres, de los cuales siete (27 asignaciones), fueron autorizados por CAPEMEX y enviados a la SENER el 3 de agosto de 2017 para su migración a CEE.

Se obtuvo la procedencia de migración de los siete bloques el 14 de marzo y el 27 de abril de 2018, la CNH publicó las bases de la Licitación iniciando así el proceso.

Las actividades principales de este proceso durante 2018 fueron las siguientes: a partir del 14 de junio de 2018, PEP ha atendido a nueve compañías interesadas en los bloques en licitación.

Migración de Asignaciones con Socio Fase II. En febrero de 2018, se aprobó en el Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción para los bloques Luna-Palapa, Shishito y Santa Águeda y en marzo se llevó a cabo la aprobación por el Comité de Estrategia e Inversiones.

Por cambio de estrategia, se encuentran suspendidos los procesos de migración.

Rondas

Ronda 1.4 Aguas Profundas. Bloque 3 Norte Cinturón Plegado Perdido. El 28 de febrero de 2017, Chevron, INPEX y PEP firmaron el Contrato bajo la modalidad de Licencia para Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México, como resultado de la Ronda 1.4.

Ronda 2.4 Aguas Profundas. En enero de 2018, PEP participó en la Ronda 2.4, en la que se licitaron bloques para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas bajo la modalidad de Licencia, en la que resultó ganador en cuatro bloques, dos en consorcio y dos de forma individual. El 7 de mayo de 2018, PEP firmó los contratos antes mencionados.

- Bloque 2, en consorcio con la empresa Shell. El bloque se encuentra en el Área de Perdido y el hidrocarburo esperado es aceite ligero. PEP tiene una participación del 50% como socio no operador. La regalía adicional ofertada al Estado es del 15.02% del valor contractual de los hidrocarburos.
- Bloque 5, de forma individual. Ubicado en el Área de Perdido. El hidrocarburo esperado es aceite ligero y la regalía adicional del 6.23%.
- Bloque 18, de forma individual, ubicado en el Sector de Cordilleras Mexicanas con un hidrocarburo esperado de gas seco y gas húmedo. La regalía ofertada fue del 7.11%.
- Bloque 22, en consorcio con Chevron e Inpex, ubicado en la Cuenca Salina y el hidrocarburo esperado es aceite pesado. PEP tiene una participación del 27.5%, Chevron como socio operador con el 37.5% e Inpex con el 35%. El valor de la regalía adicional es del 18.44%.

Ronda 2.1 Aguas Someras

- Bloque 2 Tampico-Misantla. El 25 de septiembre de 2017, el consorcio formado por PEP como socio operador y la empresa alemana *Deutsche Erdoel AG* firmaron el Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en Aguas Someras, con una participación del 50%, respectivamente.

El Contrato es de Producción Compartida con una participación para el Estado del 57.92% de la utilidad operativa y con una vigencia de 35 años. El factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es del 60%

- Bloque 8 Cuencas del Sureste. 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 del 50%, respectivamente.

El Contrato es de Producción Compartida, con una participación para el Estado del 20.10% de la utilidad operativa y con una vigencia de 35 años. El factor de recuperación de costos, gastos e inversiones es del 60%.

Ronda 3.1 Aguas Someras. En marzo de 2018, PEP participó en la Ronda 3.1 en la que se licitaron contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de Producción Compartida y resultó ganador en siete bloques. El 27 de junio se formalizaron los contratos entre PEP, socios y la CNH:

- Bloques 16-TM y 17-TM en consorcio con las empresas DEM y Compañía Española de Petróleos. Los bloques se encuentran en la provincia de Tampico-Misantla y el hidrocarburo esperado es aceite ligero y gas seco. PEP tiene una participación del 40% como socio no operador, DEM el 40% como operador y CEPSA con el 20%.
- Bloque 18-TM, en consorcio con la Compañía Española de Petróleos. El hidrocarburo esperado es aceite ligero. PEP tiene una participación del 80% como socio operador.
- Bloque 29-CS, de forma individual. El bloque se ubica en la provincia de Cuencas del Sureste y el hidrocarburo esperado es aceite ligero.

- Bloque 32-CS, en consorcio con Total E&P. El hidrocarburo esperado es aceite pesado y gas seco. Total E&P participa con el 50% como socio operador.
- Bloque 33-CS, en consorcio con Total E&P. El hidrocarburo esperado es aceite superligero. PEP es el operador con el 50% de participación.
- Bloque 35-CS, en consorcio con Shell. El hidrocarburo esperado es aceite extrapesado. PEP participa como socio no operador con el 50% de participación.

3.4. Perforación y servicios

Pemex Perforación y Servicios presta servicios principalmente a PEP, mediante el arrendamiento de equipos de perforación propios y administra contratos de arrendamiento de equipos de empresas con mantenimiento integrado (Remi: renta con mantenimiento integrado con tripulación de operación de Pemex), así como contratos de arrendamiento de equipos con mantenimiento y con tripulación proporcionada por empresas (esquema "Remi mixto" o "Remix"), adicionalmente ofrece servicios a pozos, como cementaciones, registros y tubería flexible, entre otros.

Para 2018 se programó para PEP la perforación de 92 pozos, conformados por 37 pozos terrestres y 55 pozos marinos, de los cuales se realizaron 75 y 40, respectivamente, lo que reflejó un cumplimiento del 203% para pozos terrestres y del 73% para pozos marinos y global del 125%. Este desempeño se vio influenciado principalmente por el incremento de actividad física, debido a la realización de intervenciones adicionales a las programadas por estrategias de producción de los Activos durante el 2018.

En terminación de pozos, se programaron 87, integrados por 33 pozos terrestres y 54 marinos, de los cuales se efectuaron 55 terrestres y 36 marinos, lo que reflejó un cumplimiento del 167% en pozos terrestres y del 67% para pozos marinos, obteniendo un cumplimiento total del 105%.

En cuanto a la reparación de pozos, se programaron 195 intervenciones: 114 terrestres y 81 marinas. Se realizaron 446 terrestres y 96 marinas, lo que reflejó un cumplimiento del 391% en intervenciones terrestres y 119% en marinas, para un cumplimiento global de 278%, esto debido principalmente a la realización de intervenciones adicionales a las programadas por estrategias de producción de los Activos.

En 2018 se programó la perforación de un pozo no petrolero para terceros, misma que fue realizada para un cumplimiento de 100%.

PPS, durante 2018 llevó a cabo las actividades de perforación con tiempos productivos del 95%, manteniéndose igual con respecto al 2017.

Por otra parte, en el segmento de servicios a pozos, el cumplimiento fue de 116% en registros y disparos, 119% en línea de acero, 107% en cementaciones-bombes y 85% en tubería flexible, para un cumplimiento general del 113%. En general, menor en 1.7% respecto al 2017.

4. Refinación, proceso de gas y petroquímica

Los diversos centros de trabajo de las empresas subsidiarias de Pemex enfrentan cambios en el entorno internacional que los obliga a ser cada vez más eficientes y competitivos en el procesamiento de hidrocarburos y en la producción de petroquímicos, con el objetivo de revertir sus pérdidas económicas y operativas.

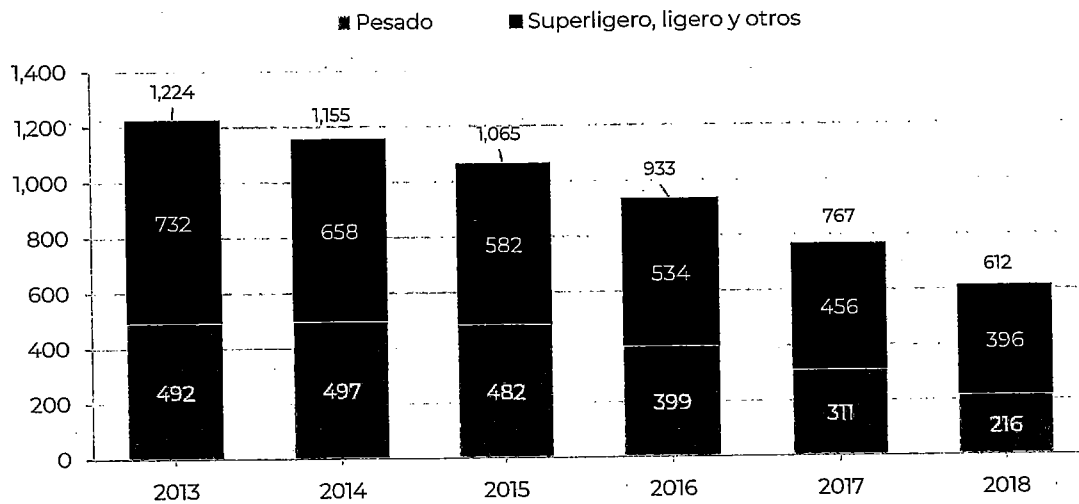
En este sentido, se establecieron condiciones en el ámbito nacional, cuyo propósito era abrir áreas de oportunidad para desarrollar proyectos a través de mecanismos como alianzas y asociaciones con terceros, que permitieran compartir riesgos de inversión, asimilar mejores prácticas operativas y obtener los beneficios económicos derivados de estos proyectos.

4.1. Transformación industrial

En el periodo que abarca 2013 al 2018, las seis refinерías que comprenden el Sistema Nacional de Refinación, pertenecientes a Pemex Transformación Industrial (PTRI), experimentaron un descenso pronunciado en sus operaciones de refinación de petróleo crudo, que alcanzaron un máximo de 1,224 Mbd en 2013 a un mínimo de 612 Mbd en 2018.

Proceso de crudo en refinерías

(miles de barriles diarios)



Proceso de crudo

(miles de barriles diarios)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017	
							%	absoluta
Crudo	1,224.1	1,155.1	1,064.5	933.1	767.0	611.9	-20.2	-155.1
Pesado	492.4	497.5	482.3	399.2	310.6	216.1	-30.4	-94.5
Superligero, ligero y otros ¹	731.7	657.6	582.2	533.9	456.4	395.8	-13.3	-60.6

1. Considera crudo reconstituido.

La principal causa que motivó este descenso fue la caída de la confiabilidad en sus activos, por limitaciones presupuestales, misma que se manifestó en fallas recurrentes en sus principales plantas de proceso.

No obstante que se han asignado recursos para mantenimiento general en las instalaciones, prevalece el déficit relativo al gasto de mantenimiento en inversión y operación en las refinerías. Dicho gasto presentó una reducción al pasar de 17,059 millones de pesos en 2015 a 15,036 millones de pesos en 2018.

A partir de agosto de 2017, la refinería de Madero, inició la implantación de un programa integral de mantenimiento de sus plantas, que implicó el paro total de la misma. Por su parte, la refinería de Minatitlán emprendió un programa general de mantenimiento en octubre de 2017.

Asociado principalmente a la contracción en el proceso de crudo, la producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) se abatió de manera pronunciada en los últimos cinco años, siendo de 1,276 Mbd en 2013 y 629 Mbd en promedio en 2018. A partir de 2016, la elaboración de estos productos registró un decremento más pronunciado asociado a las restricciones presupuestales que derivaron en problemas de confiabilidad en plantas.

El principal impacto se manifestó en la logística de estos hidrocarburos, ya que fue necesario un apoyo extraordinario para satisfacer los requerimientos del mercado mediante la internación, transporte y distribución de productos importados.

En 2018, el proceso de crudo alcanzó la cifra de 612 Mbd, 20.2% menor respecto del reportado durante 2017, debido a problemas de baja confiabilidad en sus plantas.

Con ello, la producción de petrolíferos en el SNR fue la siguiente:

Producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación

(miles de barriles diarios)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017	
							%	absoluta
Petrolíferos	1,275.8	1,206.1	1,114.3	977.2	786.6	628.5	-20.1	-158.1
Gas licuado ¹	25.2	26.4	21.4	17.2	16.1	10.1	-37.3	-6.0
Gasolinas ²	437.3	421.6	381.4	325.3	257.0	207.1	-19.4	-49.9
Diésel	313.4	286.6	274.7	216.2	153.6	116.8	-24.0	-36.8
Turbosina	60.8	53.4	47.8	42.8	40.5	34.7	-14.4	-5.8
Combustóleo	268.8	259.2	237.4	228.1	217.3	185.1	-14.8	-32.2
Otros ³	170.2	158.8	151.6	147.6	102.1	74.7	-26.9	-27.4

¹ No incluye gas licuado proveniente de mezcla de butanos, ya contabilizado en la producción de los complejos procesadores de gas.

² Incluye gasolinas del crudo y de transferencias.

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

Durante 2018, los principales factores de confiabilidad que afectaron el proceso de crudo fueron:

- En la refinería de Tula, la planta primaria número uno operó de manera intermitente de enero a septiembre de 2018, principalmente por déficit en el suministro de crudo ligero y por fallas en equipos de la planta, así como altos inventarios de combustóleo. Cabe mencionar que se realizaron trabajos de mantenimiento y en enero de 2019 esta planta procesó 117 Mbd.
- En la refinería de Madero, durante el proceso de arranque y estabilización de plantas, de marzo a junio de 2018, se registraron problemas en sus plantas combinada maya, reformadoras, catalíticas y servicios auxiliares, lo que provocó que la refinería estuviera fuera de operación durante el segundo semestre del año. Es importante señalar que se realizaron trabajos de mantenimiento en la planta combinada maya y la reformadora U-901, por lo que dichas plantas reiniciaron operaciones a partir de enero de 2019.
- En la refinería de Minatitlán, la operación se vio afectada por un incendio en la planta combinada maya de destilación atmosférica el 9 de octubre de 2018. Cabe destacar que se rehabilitó la zona afectada por el incendio y la planta reinició operaciones en enero de 2019.
- En contraste, el proceso de crudo de la refinería de Salina Cruz fue mayor en 28.3 Mbd, con relación al año previo, debido a que estabilizó su operación a partir de marzo de 2018, después de los efectos ocasionados por la tormenta tropical "Calvin" y los sismos del año anterior.

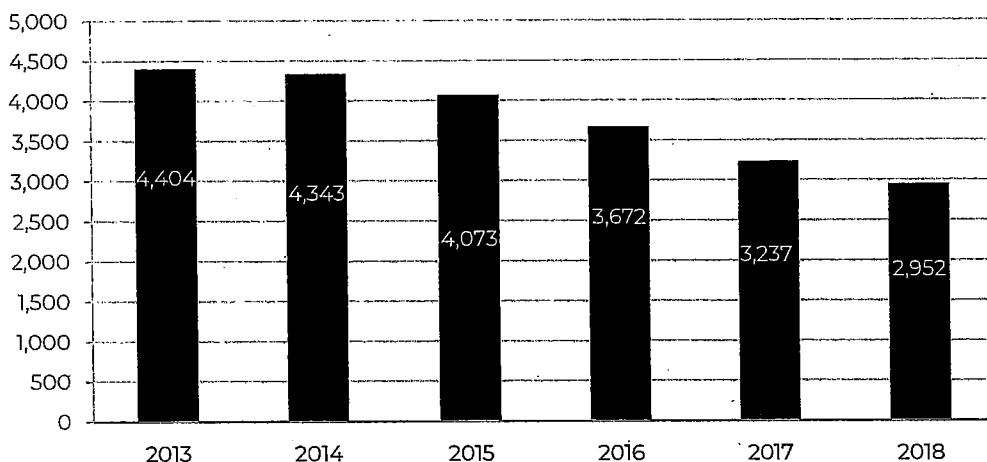
Para atender la baja confiabilidad en el SNR, Pemex está trabajando en un Plan de Reparaciones. En este sentido, se elaboró el diagnóstico para integrar los requerimientos puntuales de cada planta y se espera que durante los primeros meses de 2019, se sometiera a autorización de las instancias competentes para obtener los recursos presupuestarios necesarios y se defina la estrategia de contratación para la adquisición de materiales y equipos destinados a la ejecución de los trabajos.

Proceso de gas

A partir de 2013, también se ha observado una tendencia a la baja en las operaciones relacionadas con la cadena de gas, por la menor disponibilidad de gas húmedo amargo y dulce, que representó una disminución de 33% entre 2013 y 2018.

Proceso de gas húmedo

(millones de pies cúbicos diarios)



Proceso de gas húmedo

(millones de pies cúbicos diarios)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017	
							%	absoluta
Gas húmedo total	4,403.7	4,342.7	4,072.8	3,671.5	3,237.3	2,951.9	-8.8	-285.3
Gas húmedo amargo	3,330.0	3,356.4	3,225.3	2,996.9	2,687.7	2,492.5	-7.3	-195.2
Gas húmedo dulce	1,073.7	986.3	847.5	674.6	549.6	459.5	-16.4	-90.1
Condensados ¹ (Mbd)	46.3	48.6	45.1	41.1	32.4	27.4	-15.4	-5.0

¹ Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

Con el fin de contrarrestar la reducción en el proceso de gas húmedo, se realizaron diferentes esfuerzos para lograr una mayor eficiencia en la recuperación de líquidos, mantener el desempeño operativo y de esta forma, minimizar el declive en la producción. Cabe mencionar que en 2016 el indicador de líquidos recuperados registró un incremento de 5.2 barriles por MMpcd con relación a 2015; como resultado del incremento en la recuperación de líquidos C2+, originada por la entrada en operación de la Criogénica 2 "modificada" de Ciudad Pemex en abril de 2016.

En 2018 los complejos de gas procesaron 2,951.9 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas húmedo, cifra que resultó 8.8% inferior con relación a 2017.

Por su parte, el proceso de condensados en los complejos procesadores de gas promedió 27.4 Mbd, volumen inferior en 15.4% al registrado el año precedente, debido fundamentalmente a una menor entrega de condensados amargos del mesozoico y de condensados dulces de Burgos.

En 2018, la producción de gas licuado se ubicó en 122.2 Mbd, la de etano se situó en 84.8 Mbd y la de gasolinas naturales promedió 43.3 Mbd, debido a la menor disponibilidad de gas húmedo.

La producción total de azufre fue de 442.6 Mt, inferior en 19.7% (108.6 Mt) con respecto a 2017; en este comportamiento influyó la menor producción en las refinerías (70.4 Mt), principalmente en Minatitlán, Tula y Madero por menor proceso de crudo, así como en los complejos procesadores de gas (38.3 Mt), básicamente en Cactus por un menor recibo de gas húmedo amargo.

Por otro lado, la producción de metanol en el Complejo Petroquímico Independencia fue de 148.4 Mt, cifra superior en 28.1% (32.5 Mt) a la registrada en 2017.

La producción de aromáticos y derivados del Complejo Petroquímico Cangrejera, se ubicó en 569.5 Mt, inferior en 8.4% (52.5 Mt) con relación a 2017. Este comportamiento se debe principalmente a que la planta reformadora de nafta (CCR), a partir de su arranque en febrero de 2018 ha operado de manera intermitente por falla en equipos, suministro de servicios auxiliares y falta de materia prima. Asimismo, el tren de aromáticos operó con baja carga por restricciones en el recibo de productos a causa de problemas operativos en la refinería de Minatitlán.

Otros productos de Pemex Transformación Industrial

Concepto	2017	2018	Variación 2018/2017	
			%	absoluta
Gas licuado (Mbd)	144.3	122.2	-15.3	-22.0
Etano (Mbd)	101.3	84.8	-16.3	-16.5
Gasolinas naturales ¹ (Mbd)	51.8	43.3	-16.5	-8.5
Azufre (Mt)	551.3	442.6	-19.7	-108.6
Materia prima para negro de humo (Mt)	267.1	267.7	0.2	0.6
Propano-propileno de refinerías (Mt)	217.1	153.4	-29.3	-63.7
Metanol (Mt)	115.8	148.4	28.1	32.5
Aromáticos y derivados ² (Mt)	622.0	569.5	-8.4	-52.5

¹ No incluye transferencias de Pemex Exploración y Producción porque no son representativas.

² Incluye aromina 100, benceno, estireno, tolueno, etilbenceno, fluxoil, hidrocarburo de alto octano, tolueno y xilenos.

Producción de petroquímicos por Empresa Productiva

(miles de toneladas)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017	
							%	absoluta
Total	13,991.6	14,057.4	12,585.4	11,291.3	9,419.7	7,649.6	-18.8	-1770.1
Transformación Industrial ¹	8,355.1	8,993.6	8,209.3	7,444.0	6,192.3	5,296.2	-14.5	-896.1
Etileno ²	3,461.5	2,984.8	2,969.7	2,528.7	1,884.0	1,830.3	-2.9	-53.7
Fertilizantes ³	2,173.6	2,077.9	1,406.0	1,318.5	1,343.4	523.2	-61.1	-820.3
Exploración y Producción	1.4	1.1	0.5	0.0	-	-	-	-

¹ La elaboración de petroquímicos en el SNR comprende propileno, azufre, anhídrido carbónico e isopropanol. El 1 de noviembre de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Transformación Industrial, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica.

² El 1 de agosto de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Etileno, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Petroquímica.

³ El 1 de agosto de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Fertilizantes, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Petroquímica.

Pemex Transformación Industrial desarrolla los siguientes proyectos de inversión, de los cuales se presenta el avance con corte a diciembre de 2018.

Proyectos en ejecución de Pemex TRI

Proyecto	Avance físico	Avance financiero
Calidad de combustibles fase gasolinas ¹	98.99	92.7
Calidad de combustibles fase diésel		
Cadereyta ²	73.14	56.0
Resto del SNR ³	10.64	11.0
Aprovechamiento de residuales en la refinería de Tula ⁴	32.1	28.5
Conversión de residuales Salamanca ⁵	12.9	11.72
Plan de Reparaciones para atender al SNR		En proceso
Refinería de Dos Bocas		En proceso

1. Las plantas ya se encuentran operando y en etapa de cierre administrativo desde el segundo y tercer trimestre de 2016.

2. Derivado del ajuste presupuestal el proyecto se encuentra suspendido desde abril de 2016 (IPC-3 / Abr-16 e IPC-1 / May-16).

3. Refleja un ajuste por revisión a los alcances del proyecto en el primer trimestre de 2018.

4. A partir de septiembre se consideró, para el cálculo de los avances, el proyecto integral: Trabajos preparativos para el aprovechamiento de residuales en la refinería Miguel Hidalgo.

5. Para efectos de consistencia, a partir de este reporte, refleja el porcentaje de flujo de efectivo, en lugar del devengado reportado anteriormente.

- Calidad de combustibles fase gasolinas: las plantas se encuentran operando y en etapa de cierre administrativo.
- Calidad de combustibles fase diésel Cadereyta y resto del SNR: están suspendidos desde abril de 2016. Se buscan alternativas que permitan cumplir con la normatividad ambiental.
- Aprovechamiento de residuales en la refinería de Tula: consiste en la construcción de la planta coquizadora, que es la principal entre las nueve plantas que integran el proyecto. Con ello se estima incrementar el proceso de crudo de 315 a 340 Mbd y un mayor rendimiento de gasolinas y destilados. La obra de la coquizadora tiene un avance de 62% al cierre de diciembre de 2018. Se evalúan esquemas de ejecución.
- Conversión de residuales Salamanca: derivado de la restricción presupuestal, los contratos se encuentran suspendidos y en evaluación de esquemas de ejecución.
- Plan de Reparaciones para atender al SNR. A partir de diciembre de 2018, se han efectuado reuniones de trabajo para establecer una versión homologada de los requerimientos para reparar cada refinería del Sistema Nacional de Refinación. El Gobierno de México consideró la asignación de 25.6 mil millones de pesos a la SENER, para la rehabilitación del SNR.

- Refinería de Dos Bocas. En enero de 2019 se concluyó el diseño conceptual de proceso, que incluye la definición de capacidades y tecnologías de las plantas y servicios auxiliares requeridos para la operación, así como la definición de la infraestructura necesaria para la integración de la refinería con su entorno (vialidades, ferrocarril, ductos, suministro de agua y energía eléctrica). En el mes de febrero, se concluyeron las bases para la contratación de la barda perimetral y libramiento oeste de la refinería; se definieron términos de referencia para la adecuación de las ingenierías de las plantas de proceso; se definieron bases de contratación para el desarrollo de las ingenierías, gerencia de proyecto y procura anticipada.

Finalmente, como parte del esfuerzo para incrementar la eficiencia energética en los centros de trabajo, Pemex Transformación Industrial está participando en un proyecto de cogeneración con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Salamanca, Guanajuato. Este proyecto permite a Pemex recibir energía térmica para sus procesos productivos mediante un contrato para el suministro a la refinería de Salamanca de 662 toneladas por hora de vapor.

Con este contrato de servicio se espera una optimización de los costos de operación y reducir las emisiones de contaminantes en dicha refinería. En 2017 se realizaron las pruebas de desempeño para la interconexión con la refinería de Salamanca y actualmente, Pemex Transformación Industrial y CFE se encuentran negociando los términos y condiciones del contrato a 20 años para el suministro de vapor.

4.2. Etileno

Pemex Etileno (PE) se constituyó el 1 de septiembre de 2015 con los activos de los complejos petroquímicos Morelos y Cangrejera ubicados en Coatzacoalcos, Veracruz, que le fueron transferidos por parte de Pemex Petroquímica. Adicionalmente, en 2018 recibió los activos de Petroquímica Mexicana de Vinilo ubicados en el Complejo Petroquímico Pajaritos.

Su capacidad instalada conjunta es de 3.9 millones de toneladas anuales. Resaltan las plantas de etileno, polietileno de baja densidad y polietileno lineal de baja densidad que por sus dimensiones son de escala mundial. Debido al bajo nivel de inversión durante las últimas dos décadas, la posición competitiva a nivel mundial se ha reducido, aun cuando a nivel nacional siguen siendo relevantes o únicas en su ramo. Sin embargo, en el periodo de 2014 a 2018, se han ejercido recursos de inversión en los complejos petroquímicos más importantes por 10.2 miles de millones de pesos, principalmente en modernizaciones, mantenimientos y ampliaciones de capacidad.

Pemex Etileno es una empresa con una cadena de valor atractiva, ya que es el único productor de óxido de etileno en México, participa con el 32% del mercado nacional de polietilenos y 36% en monoetilenglicol. No obstante, enfrenta grandes retos como son: falta de materia prima, baja confiabilidad operativa, altos costos de operación, rezago histórico de inversión y modernización de su gestión para hacerla competitiva en el ámbito internacional.

Durante 2018, las estrategias de la empresa estuvieron enfocadas principalmente a maximizar el rendimiento de su operación, mediante las siguientes acciones:

- Mejorar el suministro de materia prima, a través de la importación de etano, para subsanar el decreciente suministro de etano nacional. A partir del mes de julio, se cuenta con un contrato para la importación de esta materia prima por tres años. Además del incremento de propano a la carga de los *crackers* para mejorar la producción de etileno.
- Maximizar el aprovechamiento de materia prima, dando prioridad a su utilización en aquellas instalaciones que ofrezcan una mayor utilidad con base en los análisis realizados de volumen-costo-utilidad.
- Eficientar acciones operativas, mejorando la confiabilidad y eficiencia de sus operaciones, reduciendo la frecuencia de paros no programados y retrasos de mantenimiento, mediante la especialización del capital humano y la formación de equipos funcionales para trabajos especializados.
- Mejorar condiciones comerciales mediante ajustes en mecanismos de precio de productos como el óxido de etileno, para incrementar sus márgenes de rentabilidad (en junio se llevó a cabo la segunda subasta), así como la diversificación del portafolio de productos de las plantas de polietileno.

El volumen de etano nacional disminuyó de 749.9 miles de toneladas en 2017 a 660.7 miles de toneladas en 2018, este volumen fue compensado con etano importado. Con ello, la producción alcanzada en 2018 fue de 1,830 miles de toneladas, cantidad inferior en 3% en relación con el mismo período del año anterior.

A partir del primer trimestre de 2018, inició la recuperación de la producción de petroquímicos, debido principalmente a la importación de etano por compras *spot* y a la formalización de un contrato de importación de etano por un periodo de tres años. Para recibir estos cargamentos, la Terminal Refrigerada de Etileno en Pajaritos, se reconvirtió para manejar etano, utilizando recursos propios, evitando así la construcción de una nueva terminal.

La producción de glicoles fue superior en 12.3 miles de toneladas con respecto a 2017 y con relación al óxido de etileno, éste sufrió una ligera disminución respecto al 2017 por solo 0.3 miles de toneladas, cumpliendo las obligaciones contractuales de la subasta por 218.2 miles de toneladas en 2018.

Respecto al polietileno lineal de baja densidad, el resultado en el 2018 fue inferior en 37.7 miles de toneladas en comparación con 2017, derivado de dos paros técnicos, por falta de surtimiento de isopentano y por falta de ferrotolvas.

En cuanto al polietileno de baja densidad, el resultado fue superior en 47.2 miles de toneladas con relación a 2017, principalmente por mantener la operación de dos de las tres líneas de producción en promedio.

También en polietileno de alta densidad se obtuvo un volumen superior en 4.5 miles de toneladas con respecto a 2017; sin embargo, las plantas de Asahi y Mitsui operaron en oportunidad, debido a la restricción en el suministro de etano.

Durante 2018, las actividades desarrolladas en el área de proyectos estuvieron enfocadas a seguridad, sostenimiento y mantenimiento y ampliaciones, con un monto ejercido superior a 927 millones de pesos, en los complejos petroquímicos de Morelos y Cangrejera, principalmente.

4.3. Fertilizantes

En concordancia con las prioridades establecidas por el Gobierno Federal, se consideró la necesidad de revitalizar la industria de fertilizantes en México, desde una perspectiva de generación de valor para Pemex, con miras a recuperar la soberanía alimentaria nacional. A partir de dicha coyuntura, se han venido desarrollando los elementos que permitan la integración de la cadena de producción de fertilizantes en México. Pemex Fertilizantes cuenta con los activos del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, Pro-Agroindustria y Fertinal con capacidad para producir, en conjunto, poco más de tres millones de toneladas anuales de fertilizantes, nitrogenados y fosfatados, que representan aproximadamente la mitad del consumo nacional aparente.

En 2018, el Complejo Petroquímico Cosoleacaque produjo 151.1 miles de toneladas de amoníaco, lo que representó una disminución del 69.8% con respecto al año anterior, derivado de fallas operativas en sus plantas. Otro factor que incidió principalmente en la caída de los niveles de producción, a partir del segundo semestre de 2018, fue la falta de volumen y presión de gas natural seco. La producción de anhídrido carbónico registró un volumen de 372.1 miles de toneladas, lo que representa una reducción del 55.9% con relación a 2017.

El complejo industrial de Fertinal operó en promedio al 90% de su capacidad de diseño, gracias a los mantenimientos mayores realizados en el segundo semestre de 2017, con un máximo histórico de producción de 1,106 miles de toneladas de productos finales, lo que arroja un aumento de 12.3% en relación con 2017.

Pro-Agroindustria tuvo una corrida de producción corta, debido a las restricciones en el suministro de materia prima (amoníaco y anhídrido carbónico).

La conclusión de los trabajos de rehabilitación de Pro-Agroindustria en 2018, así como la demanda de amoníaco por parte de los sectores agrícola e industrial, obliga a reactivar la producción de amoníaco en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque, el cual presenta rezagos de mantenimiento que han redundado en una operación disminuida que, en los últimos años, se ha mantenido por debajo de un tercio de su capacidad.

- Cosoleacaque - Planta IV.- La etapa I del proyecto de rehabilitación de la planta arrojó como resultado que se requieren 662 millones de pesos, adicionales al gasto ya ejercido por 1,826 millones entre los años 2013 y 2017, así como 10 meses para la conclusión de la rehabilitación. El proyecto de rehabilitación se mantuvo suspendido en 2018 por falta de recursos financieros, y será reactivado en su segunda etapa cuando se cuente con el presupuesto estimado requerido.
- Cosoleacaque - Planta VI y VII.- La sustitución de los tubos del reformador primario y otros trabajos de rehabilitación en plantas VI y VII cerró 2018 con un avance del 87% y del 30%, respectivamente y están en espera de que se concluyan en febrero y marzo de 2019.
- Pro-Agroindustria.- Concluyó su rehabilitación. El tren urea I inició pruebas en 2018, pero no logró estabilizar su producción debido a una operación discontinua en Cosoleacaque. Se estima que hacia el tercer trimestre de 2019 reinicie la operación en ambas plantas lo cual supondría, una vez que se establezcan los procesos, una producción de urea de 90 mil toneladas mensuales. Con el objeto de crear fuentes adicionales de generación de flujo de efectivo y en tanto no se cuente con la operación de las dos plantas de urea, Pro-Agroindustria instaló llenaderas para la venta de amoníaco importado a partir de la habilitación de la terminal de almacenamiento de amoníaco ubicada en la terminal de Pajaritos, Veracruz.

5. Logística y comercialización

5.1. Logística

Pemex Logística se crea como Empresa Productiva Subsidiaria a partir de la reorganización de Petróleos Mexicanos de 2015. Su objetivo principal es el de prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, además de otros servicios relacionados a Pemex 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.

La conformación de su patrimonio, con base en los activos de los organismos subsidiarios, quedó integrado por los sistemas de transporte por ducto, terrestre y marítimo, las terminales marítimas, así como de almacenamiento y reparto de Pemex-Refinación y los sistemas de transporte por ducto y terminales de distribución de gas licuado de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, principalmente. Por su parte, Pemex Exploración y Producción le transfirió los bienes de logística primaria, con una parte de la infraestructura de tratamiento, transporte y distribución de hidrocarburos.

Parte de esta infraestructura, Sistema Nacional de Gasoductos y el Sistema de Naco-Hermosillo, se transfirió al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), con quien se firmaron contratos para la prestación de servicios de operación y mantenimiento, así como para servicios comerciales.

Con ello, Pemex Logística se ubica, por sus activos, como una de las cinco empresas internacionales más grandes de logística de hidrocarburos y la única en México con capacidad para transportar y almacenar hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, así como venta de capacidad para guarda y manejo.

Al cierre de 2018, la empresa cuenta con 151 permisos de transporte y almacenamiento, otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Asimismo, se dispone de dos permisos en trámite 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 Altamira Integral (petróleo y gas natural) Misión (petróleo y gas natural) Santuario (petróleo y gas natural) Aceite Terrestre Sur Condensado Terrestre Sur Gas Marino Mesozoico	10 sistemas Rosarito Guaymas Topolobampo Norte Sur-Golfo-Centro-Occidente Progreso Oleoductos Petroquímicos Sistema Hobbs- Méndez Sistema Nacional de GLP	73 terminales de almacenamiento y despacho* 6 terminales marítimas, 3 en Pajaritos (petrolíferos, petroquímicos, hidrocarburos) 10 terminales de distribución de gas licuado	4 permisos para transporte terrestre 32 permisos para buques tanque (16 para petróleo y 16 para petrolíferos) 7 permisos para chalanes 2 permisos de tratamiento de crudo (En trámite para Altamira y Dos Bocas)

*De acuerdo a RES/866/2015. Pemex cuenta con 76 terminales, incluyendo instalaciones de Pemex Transformación Industrial.

Durante el 2018, en los sistemas de tratamiento de petróleo crudo se recibieron en promedio 1,315 Mbd, lo que representa una disminución del 7% con respecto a 2017, en el que se recibieron 1,421 Mbd para deshidratación y desalado.

Los sistemas de transporte por ducto de petróleo crudo de logística primaria transportaron en promedio 804 Mbd, comparados con 949 Mbd en 2017, lo que representa una disminución del 15%, debido a una menor nominación por parte de Pemex Exploración y Producción.

Por las terminales marítimas Dos Bocas y Madero se exportaron en promedio 555 Mbd de petróleo crudo, 503 Mbd de crudo Maya, 31 Mbd de crudo Istmo y 21 Mbd de crudo Altamira, promedio mayor a los 523 Mbd de 2017.

Adicionalmente, durante 2018 se transportaron un total de 2,495.8 Mbd de diversos productos a través de distintos medios: 1,895.2 Mbd (75.9%) fueron inyectados a los sistemas de ductos, 417.8 Mbd (16.7%) fueron transportados de forma terrestre por autos tanque y carros tanque y los restantes 182.8 Mbd (7.4%) por buques tanque. Lo anterior representó una disminución de 1.7%, con respecto a 2017, como consecuencia principalmente del menor proceso de crudo en el SNR.

El transporte de crudo y petrolíferos alcanzó 1,581.5 Mbd, 16% menor a los 1,887 Mbd de 2017. Adicionalmente, se inyectaron a ductos 139.1 Mbd de gas licuado, cifra superior en 0.7% al compararla con los 138.1 Mbd del año anterior. También se inyectaron 2.4 Mbd de petroquímicos en 2018, frente a 2.3 Mbd inyectados en 2017 lo que significa un aumento de 4.3%.

En relación con el gas natural sin procesar y el condensado, durante el 2018 se transportaron en promedio 3,097 MMpcd y 24 Mbd, respectivamente. El transporte por ducto de gas natural disminuyó en 9% con respecto a 2017, debido a una menor nominación de PEP por declinación de sus campos y al rechazo de Pemex Transformación Industrial por el control del contenido de nitrógeno en el gas húmedo amargo a plantas (CPG Ciudad Pemex y CPG Nuevo Pemex). Asimismo, el transporte por ducto de condensado registró una caída del 14% en comparación con el promedio transportado en 2017.

En relación al transporte de gas natural seco, mediante la prestación de servicios de operación, mantenimiento y tecnologías de información (SCADA) al Centro Nacional de Control de Gas Natural, en 2018 se transportó un promedio de 5,225 MMpcd, lo que representó un incremento del 0.6% en comparación con el ejercicio 2017.

Principales proyectos

Transporte

- Plan de modernización de la flota: El 25 de julio de 2013, se firmó un convenio con la Secretaría de Marina-Armada de México por un valor estimado de 3,212.1 millones de pesos, para la construcción de 22 embarcaciones: 16 remolcadores, tres chalanes y tres embarcaciones abastecedoras multipropósito. El acuerdo fue modificado el 23 de diciembre de 2016 excluyéndose la construcción de los tres chalanes y extendiendo el plazo de entrega al 31 de diciembre de 2018. Este acuerdo actualmente tiene un valor de 4,705 millones de pesos. En mayo de 2018 se recibió el remolcador azimutal Pemex Totonaca, y en abril de 2019 se recibió el primer buque multipropósito, Pemex Tláloc, con lo cual el número de embarcaciones entregadas a Pemex Logística asciende a nueve. Los 10 buques restantes pueden entregarse durante el presente año, sujetos a la renovación del convenio con la Secretaría de Marina, actualmente en curso, así como a la correspondiente disponibilidad presupuestal.
- En 2018 se inspeccionaron 1,016 kilómetros de ductos y se rehabilitaron 250 indicaciones de integridad de manera inmediata, además se rehabilitaron 7,618 metros lineales con recubrimiento anticorrosivo. Se pusieron en operación 45 sistemas de protección catódica, recuperando 931 kilómetros de potenciales fuera de criterio y se utilizó inhibidor de corrosión al interior de poliductos.

Almacenamiento

- Pemex Logística tiene la capacidad nominal para almacenar aproximadamente 32 millones de barriles de productos, como gasolina regular y premium, diésel, crudo, gas licuado y petroquímicos en 813 tanques. Para fortalecer la integridad mecánica de los tanques y cumplir con lo establecido por la CRE, se generó un contrato de inspección de tanques de almacenamiento con vigencia al 31 de diciembre de 2018, fecha en que se concluyó la inspección de 153 tanques en las Terminales de Almacenamiento y Despacho (TAD) y se recuperaron 7,168 Mb de capacidad de productos petrolíferos y petroquímicos.

- Adicionalmente, durante 2018 se rehabilitaron siete tanques en las TAD de Colima, Lázaro Cárdenas, Acapulco, Madero, Saltillo, Ciudad Juárez y Ciudad Valles, mismos que se encontraban fuera de operación, recuperándose 180 Mb de capacidad de productos petrolíferos. Asimismo, en la Terminal Marítima de Pajaritos, se rehabilitaron cinco tanques para almacenamiento de crudo con capacidad total de 1,300 Mb, se recuperaron calados oficiales y se mejoraron operaciones en buques tanque, a través del dragado al área de muelles de dicha Terminal.

Tratamiento y logística primaria

- En la Terminal Marítima Dos Bocas se concluyó el mantenimiento mayor de los tanques de resguardo TV-5001 y TV-5009 y se inició el mantenimiento mayor al tanque TV-5002. Para el 2019 se tiene programado dar mantenimiento mayor al tanque para el tratamiento de crudo TV-5005.

Inversiones, asociaciones y alianzas.

- Proyecto Sistema Peninsular: Consiste en la conexión por ducto de las terminales de Progreso y Mérida con Cancún, para abastecer combustibles de manera más económica y eficiente a los estados de Quintana Roo y Yucatán. El Proyecto contempla incrementar la capacidad de almacenamiento de la terminal de Mérida, la construcción de una nueva terminal de almacenamiento en Cancún, así como un ducto de Mérida a Cancún bajo un esquema de alianza, con una inversión total estimada de 290 millones de dólares. Pemex Logística se encuentra en proceso de evaluación del proyecto y, en su caso, se formalizaría el convenio de accionistas de la sociedad de propósito específico, de la cual Pemex Logística ostenta el 30% de las acciones.
- Proyecto Tolteca: Incremento de la capacidad de transporte de combustibles por ducto hacia la Ciudad de México y Tula, mejoramiento de la logística hacia el centro, el Bajío y occidente del país, impulsando también la construcción de una nueva terminal de almacenamiento y despacho en Tula, Hidalgo.

Temporada Abierta

Pemex ofrece al mercado energético su infraestructura de almacenamiento y transporte por ducto de petrolíferos, mediante subasta transparente y competitiva, vía mecanismo de Temporada Abierta.

Sistemas de Baja California y Sonora: El 2 de mayo de 2017 se dio a conocer el fallo de la primera etapa de la Temporada Abierta, resultando ganadora la empresa estadounidense *Andeavor* (anteriormente *Tesoro Corporation*). Las capacidades asignadas 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 Navjoa en Sonora.

Sistema Norte Zona Frontera: En marzo de 2018, se celebró la subasta, que consistió en tres terminales y dos secciones de ductos con infraestructura en los estados de Coahuila y Tamaulipas; sin embargo, debido a que no se recibieron propuestas externas, la capacidad de este sistema se asignó a Pemex TRI.

Sistema Norte: Zona Juárez, Zona Cadereyta y Zona Frontera; y el Sistema Pacífico: Zona Topolobampo: constó de 16 terminales de almacenamiento y 13 tramos de ductos, dicha Temporada inició en 22 mayo y concluyó el 24 de julio de 2018, resultando la empresa Tesoro México Supply & Marketing, S. de R.L. de C.V. (*Andeavor*) la única ganadora del proceso de subasta, concretándose únicamente el Sistema Pacífico.

Desviaciones volumétricas

Durante 2018, Pemex Logística registró un incremento de 4,583.9 Mb de desviación volumétrica en sus sistemas de transporte por ducto (poliductos), lo que representa una variación de 28.9%, con respecto a 2017.

En este sentido, para combatir el robo de combustible, Pemex tomó medidas urgentes a finales de 2018 y principios de 2019, implementando una estrategia de atención y vigilancia a los derechos de vía, con el apoyo de la Secretaría de la Defensa Nacional, la Secretaría de Marina y la Policía Federal. Se reforzó la vigilancia en los 1,600 km de los seis ductos principales del país. Adicionalmente, más de 5,000 elementos de vigilancia han implementado medidas de seguridad en ductos de todo el país, particularmente se colocaron 800 elementos salvaguardando el ducto Tuxpan-Azacapotzalco.

5.2. Comercialización

Durante 2018, Pemex Transformación Industrial comercializó 1,314.8 Mbd de petrolíferos, volumen inferior en 6.6% (93.6 Mbd) al reportado el año previo, y se explica básicamente por una menor demanda de diésel y gasolinas en el mercado, así como por el factor de penetración de la competencia ante la apertura del mercado a particulares.

- Las ventas totales de gasolina se ubicaron en 764.2 Mbd, cantidad inferior en 4.2% (33.3 Mbd) respecto a las de 2017. Del total de las ventas, las de Pemex Magna fueron 646.2 Mbd y las de Pemex Premium 117.5 Mbd.
- La comercialización de diésel promedió 331.3 Mbd, cifra menor en 9.3% (34.2 Mbd) a la de 2017. La reducción en el mercado de diésel se explica por una mayor participación de terceros.
- El volumen de ventas de turbosina se ubicó en 85.6 Mbd, superior en 4.9% respecto al año previo.
- Las ventas internas de combustóleo fueron 105.1 Mbd, cantidad inferior en 15.7% (19.5 Mbd) a la registrada el año anterior, por menores ventas a la Comisión Federal de Electricidad.
- Las ventas internas de gas natural seco fueron 2,064.3 MMpcd, cifra inferior en 21.3% (558.7 MMpcd) con relación a 2017. La disminución se explica principalmente por problemas de suministro de gas húmedo y por limitaciones para invertir en infraestructura y complementar la oferta interna.

- Las ventas totales de gas licuado fueron 163.6 Mbd. A partir de abril de 2018, se lanzó una estrategia comercial regional que permitió recuperar parte de las ventas perdidas en el mercado.
- El etano a ventas para terceros (Braskem-IDESSA) se ubicó en 48.9 Mbd, que en comparación con el año previo significó un descenso de 15.2% (8.8 Mbd).
- Las ventas de gasolinas naturales promediaron 2.1 Mbd, con un incremento de 0.3 Mbd a las registradas el año anterior.

En cuanto a las ventas de productos petroquímicos y aromáticos:

- Se comercializaron 267.7 Mt de materia prima para negro de humo, cantidad similar respecto a 2017.
- El volumen de ventas de propileno (grado refinería y grado químico) se ubicó en 143.4 Mt, que significó una diferencia negativa de 27.1% (53.2 Mt) respecto al observado en 2017, debido a una menor oferta del producto, principalmente en las refinerías de Minatitlán y Tula.
- Las ventas internas de azufre fueron de 450.5 Mt, volumen inferior en 15% (79.4 Mt) al año previo, dicho comportamiento se explica por una menor oferta en las refinerías.
- En la cadena de aromáticos las ventas internas se ubicaron en 101.6 Mt, cifra inferior en 8.7% (9.7 Mt) con relación al año anterior, dicho resultado se explica por una menor oferta de estos productos.

Volumen de las ventas internas de Pemex Transformación Industrial¹

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación
							2018/2017
							%
Petrolíferos (Mbd)	1,501.8	1,427.6	1,426.7	1,446.0	1,408.4	1,314.8	-6.6
Gasolinas	787.3	776.8	793.3	823.1	797.5	764.2	-4.2
Diésel	391.7	389.4	384.7	387.2	365.5	331.3	-9.3
Turbosina	62.2	66.5	70.8	76.2	81.7	85.6	4.9
Combustóleo	189.3	121.7	111.7	102.6	124.7	105.1	-15.7
Otros ²	71.2	73.3	66.2	56.9	39.1	28.5	-27.1
Gas licuado ³ (Mbd)	283.2	280.9	277.4	200.7	169.8	163.6	-3.7
Gas natural seco (MMpcd)	3,463.5	3,451.2	3,246.6	3,347.3	2,623.0	2,064.3	-21.3
Petroquímicos (Mt)	1,752.9	1,929.9	1,841.2	2,151.1	2,505.2	2,203.1	-12.1

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

¹ El 1 de noviembre de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Transformación Industrial, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica.

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

³ En noviembre de 2018, Pemex Exploración y Producción inició la comercialización directa de gas licuado, que en dicho año fue en volúmenes no significativos.

Volumen de las ventas internas de petroquímicos por EPS

(miles de toneladas)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación
							2018/2017
							%
Petroquímicos	4,077.3	4,133.8	3,774.9	4,000.7	4,118.8	3,781.3	-8.2
Pemex Transformación Industrial ¹	1,752.9	1,929.9	1,841.2	2,151.1	2,505.2	2,203.1	-12.1
Etano ²	16.7	119.1	175.9	606.0	1,147.3	970.4	-15.4
Azufre	520.7	655.3	572.7	580.5	529.9	450.5	-15.0
Materia prima para negro de humo	426.3	349.3	299.5	290.6	267.8	267.7	0.0
Propileno	312.6	354.5	321.4	252.9	196.6	143.4	-27.1
Otros	476.6	451.7	471.7	421.1	363.6	371.1	2.1
Pemex Etileno ³	1,238.4	1,124.8	1,114.3	915.4	645.61	655.2	1.5
Poliétilenos	556.2	572.3	551.7	467.3	357.6	338.0	-5.5
Óxido de etileno	243.0	239.6	223.5	181.3	138.1	131.0	-5.2
Glicoles	181.4	166.3	175.0	167.5	116.3	130.4	12.2
Otros	257.7	146.6	164.1	99.2	33.7	55.8	65.8
Pemex Fertilizantes ⁴	1,086.0	1,079.1	819.5	934.3	968.0	923.0	-4.6
Amoniaco	842.0	835.5	643.4	752.8	760.4	771.7	1.5
Otros	244.0	243.6	176.1	181.5	207.6	151.3	-27.1

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

1 El 1 de noviembre de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Transformación Industrial, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica.

2 Representa las ventas a Braskem-IDESIA y Petroquímica Mexicana de Vinilo.

3 El 1 de agosto de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Etileno, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Petroquímica.

4 El 1 de agosto de 2015 entró en vigor el acuerdo de creación de Pemex Fertilizantes, por lo que los datos anteriores a dicha fecha corresponden a Pemex-Petroquímica.

Mercado internacional**Exportaciones**

En 2018 se registraron las siguientes operaciones de comercio exterior:

Petróleo crudo, con exportaciones promedio de 1,184.1 Mbd, 0.9% mayor a lo registrado en 2017. La participación de los crudos mexicanos Maya e Istmo fue 97.4%, y 2.6%, respectivamente.

Las exportaciones de combustóleo fueron de 89.8 Mbd, lo que significó una variación de -13.3% (-13.7 Mbd) respecto al año previo. Por su parte, las ventas de gasolina natural fueron de 37.7 Mbd, cifra inferior en 16.1% (-7.2 Mbd) a la registrada en el año anterior, por la disminución de la oferta de los complejos procesadores de gas.

Importaciones

Las importaciones de gasolinas fueron de 577.5 Mbd, cifra superior en 5% a la registrada en 2017, principalmente por la menor producción nacional, mientras que el volumen de importación de diésel se ubicó en 238.8 Mbd, mayor en sólo 0.6% (1.3 Mbd) al año previo, debido a la mayor participación de particulares en este mercado.

Por su parte, las importaciones de gas natural seco fueron de 1,316.5 MMpcd, volumen que presentó una diferencia de -25.5% (-449.5 MMpcd) a las registradas en 2017. Las importaciones de gas licuado se ubicaron en 61.8 Mbd, volumen superior en 45.2% (19.2 Mbd) respecto al año anterior, debido principalmente a una menor producción.

Mercado Internacional

(miles de barriles diarios)

Productos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación 2018/2017 (%)
Exportación							
Crudo ¹	1,188.8	1,142.2	1,172.4	1,194.3	1,173.9	1,184.1	0.9
Petrolíferos y gas licuado	176.3	199.3	193.7	185.5	158.0	132.8	-14.9
Petroquímicos (Mt)	614.3	406.1	333.8	124.7	60.5	57.8	-4.6
Importación							
Gas natural seco ² (MMpcd)	1,289.7	1,357.8	1,415.8	1,933.9	1,766.0	1,316.5	-25.5
Petrolíferos y gas licuado	602.9	640.3	739.8	799.5	935.4	980.0	4.8

¹ Incluye los crudos Altamira y Talam.

² Solo operaciones de Petróleos Mexicanos.

Balanza comercial

El resultado de las operaciones de Pemex en el comercio exterior derivó en una balanza comercial deficitaria de 3,383.7 millones de dólares, por efecto de un crecimiento de 30.3% en el valor de las exportaciones, contrarrestado por un monto 23.7% superior en el valor de las importaciones, principalmente gasolinas y diésel.

Balanza comercial de hidrocarburos

(millones de dólares)

Productos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variación
							2018/2017
							%
Saldo	20,251.9	12,786.9	263.1	-2,368.6	-3,931.6	-3,383.8	-13.9
Exportaciones	48,582.3	41,241.2	21,116.8	17,498.8	22,488.7	29,304.4	30.3
Petróleo crudo ¹	42,711.7	35,638.4	18,451.1	15,582.0	20,047.2	26,512.1	32.2
Petrolíferos	5,527.1	5,411.6	2,587.6	1,895.1	2,402.5	2,752.1	14.6
Petroquímicos	171.0	132.4	63.5	20.5	37.8	39.2	3.7
Gas natural seco	2.8	4.8	1.6	1.1	1.3	1.0	-20.9
Importaciones	28,330.4	28,454.4	20,853.7	19,867.6	26,420.3	32,688.1	23.7
Petrolíferos	25,706.2	25,467.0	18,983.8	17,684.3	23,813.6	30,056.2	26.2
Gas natural seco	2,495.3	2,819.3	1,673.7	2,097.9	2,484.1	2,043.2	-17.8
Petroquímicos	128.9	168.1	196.3	85.5	122.5	588.8	380.5

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

¹ Incluye los crudos Altamira y Talam.

6. Seguridad industrial y protección ambiental

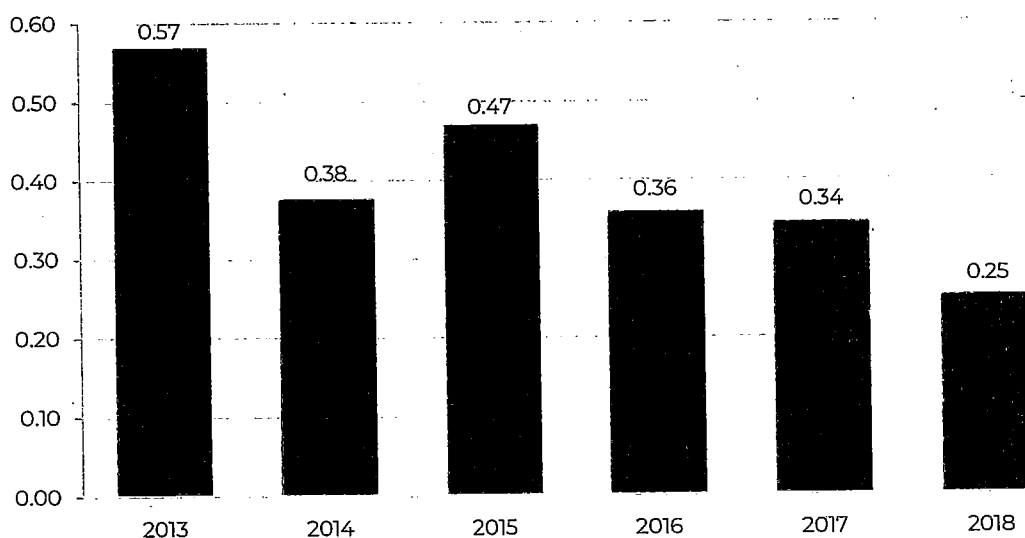
6.1. Seguridad industrial

Petróleos Mexicanos tiene un compromiso absoluto con la seguridad de sus trabajadores y lo hace extensivo a sus socios, contratistas, proveedores y prestadores de servicios. En este contexto, el Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema Pemex-SSPA) de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias es una herramienta de apoyo para alcanzar niveles internacionales de desempeño en la materia, incorporando en la empresa una cultura de prevención y administración del riesgo en sus instalaciones y operaciones y/o procesos productivos, además de continuar con la protección y el mejoramiento del medio ambiente en beneficio de la comunidad.

Durante los años recientes, el desempeño en seguridad ha tenido una mejora sostenida, al pasar en 2013 de 0.57 en el índice de frecuencia acumulado para el personal de Pemex a 0.25 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo en el 2018, el resultado más bajo registrado por tercer año consecutivo en la empresa. Este resultado representó una disminución de 26.5% en comparación con el valor de 0.34, obtenido en 2017 y 24.4% menor a la meta de 0.33 establecida para 2018.

Índice de frecuencia de accidentes

(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)



Concepto	2017	2018	
		Observado	Plan de Negocios
Índice de frecuencia de accidentes (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)	0.34	0.25	0.33

El comportamiento por áreas se muestra a continuación:

Índice de frecuencia de accidentes

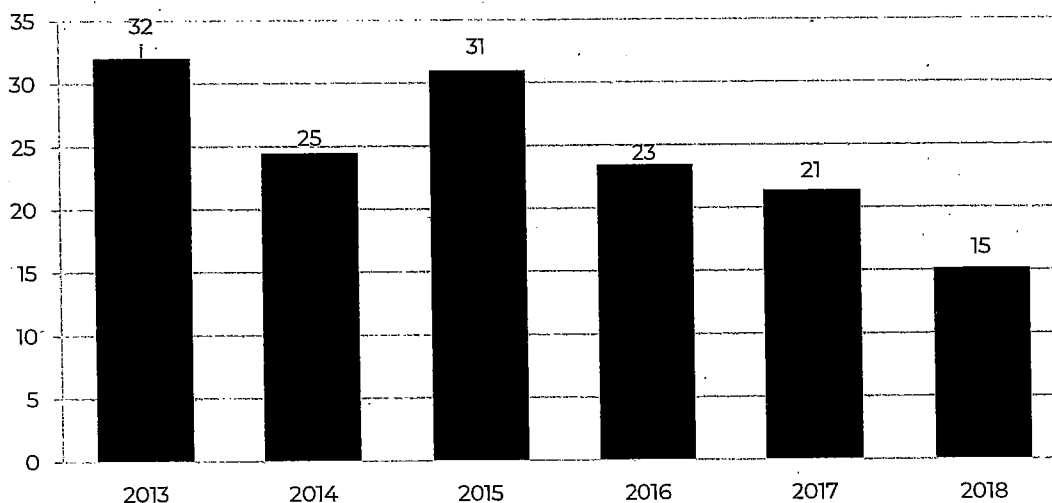
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF
2017	0.34	0.13	0.20	0.76	0.74	0.16	1.43
2018	0.25	0.12	0.12	1.00	0.13	0.37	1.20
Variación (%)	-26.5	-7.7	-40.0	31.6	-82.4	131.3	-16.1

Respecto al índice de gravedad resultante para el personal de Pemex, también se registraron mejoras, ya que en 2013 fue de 32 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo y en 2018 el valor alcanzado fue de 15 días, esta cifra fue 28.6% menor en comparación con el valor de 21 días perdidos, obtenido en 2017 y 25% menor a la meta establecida para Pemex de 20 días.

Índice de gravedad de accidentes

(días perdidos por millón de horas-hombre)



Los resultados obtenidos en las áreas que conforman Pemex fueron:

Índice de gravedad de accidentes

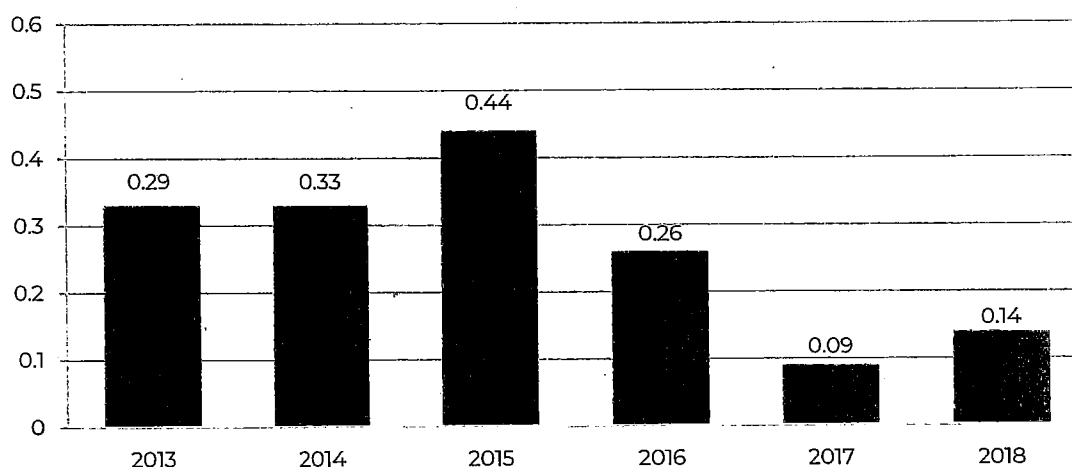
(días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)

Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PF
2017	21	8	17	52	47	9	80
2018	15	11	9	91	4	18	25
Variación (%)	-28.6	37.5	-47.1	75.0	-91.5	100.0	-68.8

Las empresas contratistas se han alineado con el compromiso de Pemex para la seguridad de los trabajadores y ha repercutido favorablemente, siendo el índice de frecuencia de 0.29 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo en 2013 y para 2018, el valor registrado fue 0.14.

Índice de frecuencia de accidentes en personal de contratistas

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



El comportamiento de este índice fue:

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
2017	0.09	0.03	0.08	0.13	2.07	0.00	0.00
2018	0.14	0.07	0.11	0.71	0.00	0.00	0.00
Variación (%)	55.6	133.3	37.5	446.2	-100.0	-	-

En el periodo 2013-2018 se dio énfasis a las acciones en materia de seguridad industrial a través de la realización de diversas campañas, implementación de directrices, auditorías, tareas de seguimiento, ejecución disciplinada, capacitación de personal y acciones normativas.

- A partir del 2015 inició la operación de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), con la finalidad de regular a Petróleos Mexicanos en materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente. El Sistema Pemex SSPA ya fue registrado y autorizado, también cuenta con la autorización para la operación de los programas en Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística.

Derivado de la implementación de las campañas de SSPA, se han logrado los siguientes resultados:

- Reducción de accidentalidad en: 51% en 11 Centros, donde se aplicaron directamente las campañas, y 23% en centros donde las EPS las replicaron.
- Disminución significativa de 67% en eventos graves de seguridad de los procesos.
- Posterior a la ejecución de las campañas "Orden y Limpieza", "Prevención de caídas al mismo nivel", se observó una abatimiento de accidentes por caídas al mismo nivel de 46% en todo Pemex y 68% en los centros de trabajo visitados.

6.2. Protección ambiental

La protección ambiental y el desarrollo sustentable son valores prioritarios para Pemex, por lo que tiene el compromiso de mejorar el desempeño ambiental para prevenir y reducir los impactos negativos al entorno.

En este sentido, Petróleos Mexicanos realizó diversas acciones para revertir la tendencia negativa del periodo 2013-2016 en las emisiones a la atmósfera principalmente en: proyectos de cogeneración en diversos centros de proceso y la reducción de la quema de gas en los activos de aguas someras, mediante la rehabilitación de módulos de compresión e implementación del Plan Estratégico de Aprovechamiento de Gas. Derivado de lo anterior, en 2017 se reportaron mejores resultados de las emisiones de dióxido de carbono equivalente, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.

Al cierre de 2018 se cumplió con la meta anual de emisiones de dióxido de carbono equivalente establecidas en el Plan de Negocios 2017-2021, reportándose una emisión de 37.8 millones de toneladas. La menor emisión se debió principalmente a la entrada en operación de proyectos de aprovechamiento de gas asociado para reducir la quema de gas en los Bloques Aguas Someras de Pemex Exploración y Producción e incrementar su aprovechamiento.

Concepto	2017	2018	
		Observado	Plan de Negocios
Emisiones de dióxido de carbono equivalente (MMt)	39.7	37.8	51.3

Las emisiones de óxidos de azufre (SOx) en 2018 fueron de 646.6 miles de toneladas, lo que representó una disminución de 1.3% respecto al año anterior (654.8 mil toneladas), por el menor envío de gas ácido a quemadores en las instalaciones de refinación.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) en 2018 se mantuvieron en los mismos niveles respecto al año anterior, dando un total de 82.3 miles toneladas, derivado principalmente del mayor aprovechamiento de gas en PEP.

Emisiones a la atmósfera

(miles de toneladas)

Emisiones	2017	2018	Variación (%)
Óxidos de azufre (SOx)	654.8	646.6	-1.3
Óxidos de nitrógeno (NOx)	82.6	82.3	-0.4

Fuente: SISPA 22.01.2019

En el 2018 el volumen de reúso de agua fue de 31.3 millones de metros cúbicos (MMm³), cifra inferior a la programada de 35.6 MMm³, debido al menor aprovechamiento de las plantas de tratamiento de agua en las refinerías.

Concepto	2017	2018	
		Observado	Plan de Negocios
Reúso de agua (MMm ³)	35.8	31.3	35.6

El uso de agua cruda fue de 173.4 MMm³, lo que representó una disminución del 4.6%, con respecto al mismo periodo del año anterior (181.8 MMm³), esto se debió al menor nivel de proceso en refinerías.

Manejo de agua

Concepto	2017	2018	Variación (%)
Uso de agua cruda (MMm ³)	181.8	173.4	-4.6
Descargas al agua (t)	2,341.0	2,291.3	-2.1

Fuente: SISPA 22.01.2019.

1 En 2017 se actualizó el dato ya que incluía volumen de agua de mar y de otras fuentes.

El inventario final de residuos en 2018 fue de 15.6 mil toneladas, lo que representó una disminución de 22.8% respecto al inventario final de 2017 que fue de 20.2 mil toneladas. Durante este periodo se generaron 43.5 mil toneladas y se dispusieron 48.1 mil toneladas, por lo que la relación de disposición con respecto a la generación fue de 1.11.

Al cierre de 2018, el 71% del inventario de residuos peligrosos corresponde a las actividades de Pemex Transformación Industrial.

Inventario final de residuos peligrosos

	2017	2018
Total	100%	100%
Lodos aceitosos	50%	64%
Otros (laboratorio, lodos de tratamiento de aguas negras, otros)	9%	9%
Residuos sólidos (estopas, baterías, pinturas, limpieza plantas, otros)	13%	19%
Sosas gastadas	28%	8%

Fuente: SISPA 22.01.2019

Al cierre de 2018, el inventario de sitios contaminados ascendió a 1,599.36 hectáreas (ha). Durante 2018 se realizó un ajuste a la baja tanto en el inventario de Pemex Logística, como de Pemex TRI, además fueron remediadas 61.0 ha, dando como resultado un inventario final total de 1,599.36 ha, lo que representó un decremento del 21.6% con respecto al 2017.

Sitios contaminados

(hectáreas)	Inventario 2017	Inventario 2018
Total	2,041.01	1,599.36
Pemex Transformación Industrial	667.92	285.49
Pemex Logística	1,063.52	668.24
Pemex Exploración y Producción	309.56	645.53

El total de fugas y derrames en Pemex al cierre de 2018 fue de 912 eventos (no incluye aquellos por tomas clandestinas). A partir de 2018 se cuantifican todos los eventos industriales en ductos, instalaciones, autos tanque, bajo una perspectiva ambiental. En el cuarto trimestre del año, se observó un decremento en los eventos con fugas y derrames del 1.7% en relación con el trimestre anterior, debido principalmente al menor número de eventos registrados en Pemex Exploración y Producción.

Respecto a la distribución de los eventos, el 83.8% corresponden a Pemex Exploración y Producción, 13% a Pemex Logística, 2.8% a Pemex Transformación Industrial, 0.3% a Pemex Perforación y Servicios y 0.1% a PMI.

Para 2018, Pemex cuenta con un total de 221 instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental, de las cuales 101 cuentan con Certificados de Industria Limpia y de éstas, 32 fueron otorgados por primera vez y 69 por refrendo; y 120 se encuentran en proceso de certificación.

Certificados de Industria Limpia

Empresas	2017			2018		
	Certificados vigentes	En proceso de certificación	Total	Certificados vigentes	En proceso de certificación	Total
Total	167	123	290	101	120	221
Pemex Logística	78	56	134	73	54	127
Pemex Transformación Industrial	3	4	7	5	0	5
Corporativo	4	0	4	6	0	6
Pemex Exploración y Producción	51	61	112	16	66	82
Pemex Perforación y Servicios	31	2	33	1	0	1

Sustentabilidad

En Pemex se reconoce el papel fundamental correspondiente al sector petróleo y gas tanto en la reducción de emisiones de compuestos y gases de efecto invernadero (CyGEI), como en el suministro de combustibles cada vez más limpios. La empresa realiza esfuerzos para mitigar el cambio climático, los cuales se encuentran incluidos en su Plan de Negocios y se enfocan en: implementación de sistemas de gestión de la energía para mejorar el desempeño energético de las instalaciones y reducir los volúmenes de combustibles utilizados; desarrollo de proyectos de aprovechamiento de gas natural asociado para reducir las emisiones generadas por el desfogue de gas a quemadores; sustitución de combustóleo por gas natural seco en calentadores a fuego directo y calderas, principalmente en la refinería de Salina Cruz; y desarrollo de proyectos de cogeneración.

Pemex copreside el Subcomité de Petróleo y Gas de *la Global Methane Initiative*, en donde se discute la manera de reducir de forma rentable las emisiones de metano del sector petróleo y gas, a través de nuevas tecnologías y mejoras operacionales. A finales de 2014, Pemex se unió a la *Climate and Clean Air Coalition (CCAC)*, liderada por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Este esfuerzo global busca mejorar la calidad del aire y proteger el clima, enfocándose en la reducción de emisiones de contaminantes climáticos de vida corta (metano y hollín o carbón negro). Pemex mantiene una colaboración estrecha con otras empresas del sector a través de la *Oil and Gas Climate Initiative*, un esfuerzo encabezado por los directores generales de diez petroleras internacionales que representan el 20% de la producción de petróleo y gas en el mundo. A través de esta iniciativa, en los últimos diez años se ha logrado reducir cerca de una cuarta parte del total de emisiones aportadas por sus miembros.

Dada la relevancia del cambio climático y del compromiso de Pemex para combatirlo, en 2018 se realizaron actividades de capacitación, verificación de inventarios de emisiones, implementación de las disposiciones que establecen los lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos, el establecimiento de las bases de colaboración con la *Environment & Climate Change Canada* y *Natural Resources Canada*; continua la operación del Parque Ecológico Jaguarundi en Coatzacoalcos y del Centro de Interpretación de Humedales en la Reserva de la Biósfera Pantanos de Centla, Tabasco, además del apoyo a la prestación de servicios ambientales y vinculados a la biodiversidad de la cuenca media del río Usumacinta, en la reserva de la biósfera Montes Azules, Chiapas.

7. Información financiera¹⁶

El Plan de Negocios de Pemex tiene como eje rector la rentabilidad de la empresa, a través de un conjunto de acciones estratégicas en cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias, que son reflejadas en los estados financieros consolidados. La estrategia de endeudamiento se enfocó en mantener una presencia regular en los mercados de capitales con el objetivo de ampliar la base de inversionistas y fortalecer la demanda por los instrumentos de Pemex. Derivado de lo anterior, Pemex cuenta con acceso a diversos mercados. Asimismo, el manejo activo de la deuda permitió mejorar el perfil de vencimientos de corto plazo, y así reducir concentraciones que presionen la situación financiera en el futuro.

Las acciones realizadas permitieron a Pemex alcanzar niveles de inversión programados, considerando un horizonte de largo plazo y un bajo nivel de riesgo, conforme a las condiciones prevalecientes en los mercados. En cuanto al 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 la administración de 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 284,091 millones de pesos respecto al año previo, principalmente por el efecto precio de 171,390 millones de pesos en gasolinas magna y premium, diésel, combustóleo, turbosina y gas natural seco, en las ventas nacionales y de 148,241 millones de pesos en ventas de exportación de la Mezcla Mexicana, combustóleo y naftas, sumando el efecto del tipo de cambio por 16,627 millones de pesos y un incremento por el efecto volumen de 18,480 millones de pesos. Lo anterior, disminuido por el efecto volumen en 68,190 millones de pesos en gasolina premium, diésel, gas licuado y gas natural seco en el mercado nacional.

Cabe señalar que el rendimiento de operación fue positivo al ubicarse en 367,401 millones de pesos, después del efecto de los costos y gastos de operación junto con el registro de deterioro.

¹⁶ En el apartado 10.1 se presentan los Estados Financieros Auditados, elaborados conforme a las políticas y criterios contables, los cuales se incluyen en ese mismo apartado.

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 2018, este indicador alcanzó 551,652 millones de pesos, principalmente por el incremento 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 19.5% respecto a 2017 y permitió a la empresa establecer una posición más sólida y sustentable para el mediano plazo.

El margen EBITDA permaneció igual respecto a 2017 en un 33%, esto muestra que la empresa mantiene el flujo por la operación respecto a los costos incurridos, conservando la solvencia de corto plazo.

El resultado cambiario no presentó variaciones, en 2018 se tiene un efecto favorable por 23,660 millones de pesos comparado con 23,184 millones de pesos en 2017.

Durante el ejercicio 2018 se observó una pérdida neta de 180,419 millones de pesos que se explica principalmente por: (i) un incremento en el costo de ventas por mayores compras de importación de gasolina, diésel y turbosina en 123,028 millones de pesos; (ii) incremento en el costo por instrumentos financieros derivados debido a una apreciación del dólar contra las divisas que se cubren en 47,598 millones de pesos; (iii) un incremento en los Derechos a la Utilidad Compartida por un mayor precio de la Mezcla Mexicana de Exportación por 131,890 millones de pesos; compensado con el reconocimiento de una reversa de deterioro de activos fijos de 172,864 millones de pesos, en particular de Pemex Exploración y Producción.

Estado de Resultados de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera

(millones de pesos)

Rubro	2018	2017	Variación	
			Importe	%
Ventas netas:				
En el país	980,560	877,360	103,200	11.8
De exportación	691,887	508,539	183,348	36.1
Ingresos por servicios	8,673	11,130	(2,457)	(22.1)
Total de ventas	1,681,120	1,397,029	284,091	20.3
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades	(21,419)	151,445	(172,864)	(114.1)
Costo de lo vendido	1,199,512	1,004,205	195,307	19.4
Rendimiento (pérdida) bruto	503,027	241,379	261,648	108.4
Otros ingresos (gastos), neto	23,053	5,174	17,879	345.6
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	24,357	21,889	2,468	11.3
Gastos de administración	134,322	119,940	14,382	12.0
Rendimiento (pérdida) de operación	367,401	104,724	262,677	250.8
Ingreso financiero	31,557	16,166	15,391	95.2
Costo financiero	(120,727)	(117,644)	(3,083)	2.6
(Costo) rendimiento por derivados financieros, neto	(22,259)	25,339	(47,598)	(187.8)
Utilidad en cambios, neto	23,660	23,184	476	2.1
	(87,769)	(52,955)	(34,814)	65.7
Rendimiento en la participación en los resultados de	1,527	360	1,167	324.2
Rendimiento (pérdida) antes de derechos,	281,159	52,129	229,030	439.4
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	469,934	338,044	131,890	39.0
Impuestos netos a la utilidad	(8,356)	(5,064)	(3,292)	65.0
Total de derechos, impuestos y otros	461,578	332,980	128,598	38.6
Pérdida neta	(180,419)	(280,851)	100,432	(35.8)
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	-	5,564	(5,564)	(100.0)
Efecto por conversión	846	(6,097)	6,943	(113.9)
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a	222,545	12,039	210,506	1,748.5
Total de otros resultados integrales	223,391	11,506	211,885	1,841.5
Resultado integral total	42,972	(269,345)	312,317	(116.0)
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora	(180,374)	(280,845)	100,471	(164.2)
Participación no controladora	(45)	(6)	(39)	(850.0)
Pérdida neta	(180,419)	(280,851)	100,432	(35.8)
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora	223,834	11,512	212,322	1,844.4
Participación no controladora	(443)	(6)	(437)	7,283.3
Total de otros resultados integrales	223,391	11,506	211,885	1,841.5
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	43,460	(269,333)	312,793	(116.1)
Participación no controladora	(488)	(12)	(476)	3,966.7
Resultado integral total	42,972	(269,345)	312,317	(116.0)

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 septiembre de 2018 se realizó la venta de la participación accionaria de la empresa TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V. generando un ingreso por 43 millones de dólares.
- En noviembre de 2018 se llevó a cabo la venta de la participación accionaria de las empresas Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. y PMV Minera, S.A. de C.V. generando un ingreso por 159 millones de dólares.

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 rendimientos netos al 31 de diciembre de 2018 por aproximadamente 121 millones de dólares.

El estado de situación financiera presenta lo siguiente:

- El capital de trabajo negativo respecto a 2017 se incrementó en 29,066 millones de pesos, este comportamiento se debe principalmente al aumento de los vencimientos de deuda a corto plazo.
- El activo no circulante, sin considerar pozos, ductos, propiedades, planta y equipo neto, se redujo 52,365 millones de pesos, en particular por la disminución del Derecho a la Utilidad Compartida diferido en Pemex Exploración y Producción y la reclasificación al corto plazo de los pagarés, referente al apoyo por parte del Gobierno Federal por concepto de pasivo laboral.
- Disminución en el activo fijo, principalmente por el reconocimiento de la depreciación por 153,382 millones de pesos, compensándose con el reconocimiento de una reversa de deterioro por 21,419 millones de pesos y el efecto neto de las nuevas inversiones y bajas por 97,940 millones de pesos.
- Disminución en el pasivo laboral por beneficios a empleados por 177,894 millones de pesos, principalmente como consecuencia del incremento en la tasa de descuento la cual pasó de 7.89% al cierre de 2017 a 9.29% al cierre de 2018.

Lo anterior se traduce en una mejora en el patrimonio por 42,947 millones de pesos como resultado del efecto de las ganancias actuariales reconocidas por 222,545 millones de pesos, compensado con la pérdida neta del ejercicio por 180,419 millones de pesos.

Estado de Situación Financiera de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera
(millones de pesos)

Rubro	2018	2017	Variación	
			Importe	%
Activo				
Circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	81,912	97,852	(15,940)	(16.3)
Cuentas por cobrar, neto	205,294	170,646	34,648	20.3
Inventarios, neto	82,023	63,859	18,164	28.4
Activos no financieros mantenidos para la venta	1,254	-	1,254	100.0
Instrumentos de patrimonio	245	1,057	(812)	(76.8)
Instrumentos financieros derivados	22,382	30,113	(7,731)	(25.7)
Total del activo circulante	393,110	363,527	29,583	8.1
No circulante				
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	16,842	16,707	135	0.8
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,402,486	1,436,509	(34,023)	(2.4)
Documentos por cobrar a largo plazo	119,829	148,493	(28,664)	(19.3)
Impuestos diferidos	122,785	146,192	(23,407)	(16.0)
Activos intangibles	13,720	9,089	4,631	51.0
Otros activos	6,425	11,485	(5,060)	(44.1)
Total del activo no circulante	1,682,087	1,768,475	(86,388)	(4.9)
Total del activo	2,075,197	2,132,002	(56,805)	(2.7)
Pasivo				
Circulante				
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	191,796	157,210	34,586	22.0
Proveedores	149,843	139,955	9,888	7.1
Impuestos y derechos por pagar	65,325	51,005	14,320	28.1
Cuentas y gastos acumulados por pagar	24,918	23,212	1,706	7.3
Instrumentos financieros derivados	15,895	17,746	(1,851)	(10.4)
Total del pasivo circulante	447,777	389,128	58,649	15.1
No circulante				
Deuda a largo plazo	1,890,491	1,880,666	9,825	0.5
Beneficios a los empleados	1,080,542	1,258,436	(177,894)	(14.1)
Provisión para créditos diversos	101,753	87,677	14,076	16.1
Otros pasivos	9,528	14,194	(4,666)	(32.9)
Impuestos diferidos	4,512	4,254	258	6.1
Total del pasivo no circulante	3,086,826	3,245,227	(158,401)	(4.9)
Total del pasivo	3,534,603	3,634,355	(99,752)	(2.7)
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	71,947	(151,887)	223,834	(147.4)
Déficit acumulado:				
De ejercicios anteriores	(1,752,732)	(1,471,863)	(280,869)	19.1
Pérdida neta del año	(180,374)	(280,845)	100,471	(35.8)
Total participación controladora	(1,459,882)	(1,503,318)	43,436	(2.9)
Total participación no controladora	476	965	(489)	(50.7)
Total del patrimonio (déficit), neto	(1,459,406)	(1,502,353)	42,947	(2.9)
Total del pasivo y patrimonio (déficit), neto	2,075,197	2,132,002	(56,805)	(2.7)

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, los cuales se incluyen en ese mismo apartado.

7.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

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

El Consejo de Administración de Pemex aprobó la propuesta global de financiamiento para el ejercicio fiscal 2018. La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2018 estableció que se autoriza a Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta 30,000 millones de pesos y un monto de endeudamiento neto externo de hasta 6,182.8 millones de dólares. Asimismo, la misma Ley establece que Pemex podría contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total antes señalado (143,764 millones de pesos equivalentes a 7,813.2 millones de dólares)¹⁷.

Estructura de la deuda al 31 de diciembre de 2018

En 2018, Pemex continuó con la diversificación de sus fuentes de financiamiento tanto de inversionistas como de divisas, participando en mercados donde se mejore el perfil de su portafolio de deuda en términos de costo, plazo y liquidez.

Las características generales del portafolio de deuda de Pemex, por tipo de moneda, tipo de tasa, así como el perfil de vencimientos del portafolio al 31 de diciembre de 2018, se detalla a continuación.

Por tipo de moneda

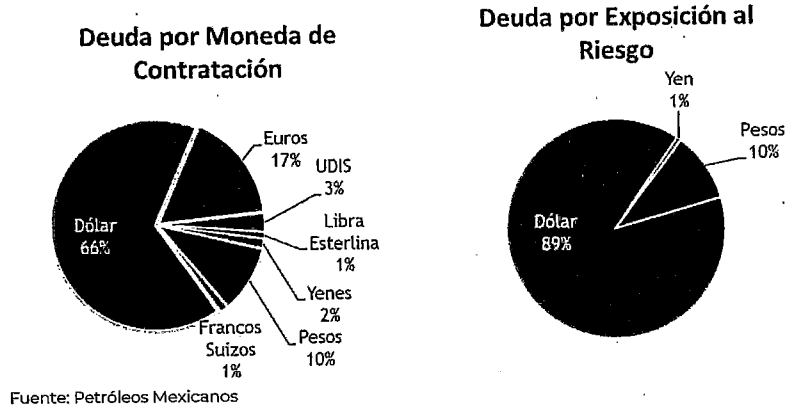
Con el objetivo de mitigar el riesgo cambiario, Pemex ha implementado una estrategia de cobertura con Instrumentos Financieros Derivados, a través de los cuales se convierten a dólares los créditos en divisas distintas al dólar.

El resto de la deuda está contratada en pesos o en Unidades de Inversión (UDIs), en este último caso, la mayor parte se ha convertido a pesos, por medio de Instrumentos Financieros Derivados, con el fin de eliminar el riesgo inflacionario.

¹⁷ El tipo de cambio utilizado es el correspondiente al PEF de 18.4 pesos por dólar.

El resultado de la implementación de esta estrategia es el siguiente:

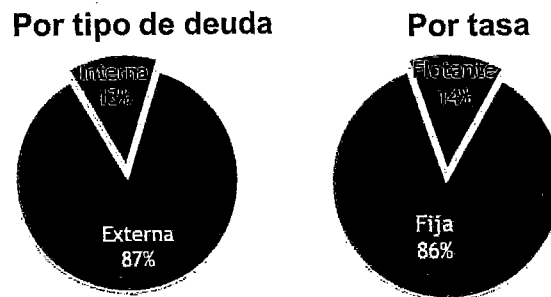
Composición de la deuda
(al 31 de diciembre de 2018)



Por tipo de tasa:

El 86% de la deuda de Petróleos Mexicanos está contratada en tasa fija, lo que mitiga el impacto de la volatilidad en el portafolio de deuda ante un escenario de movimientos en las tasas de referencia. Por otra parte, el 13% de la deuda de Pemex está contratada en moneda nacional (deuda interna), representando una oportunidad para privilegiar el desarrollo del mercado interno en la estrategia de colocación de bonos.

Composición de la deuda de Petróleos Mexicanos
(por tipo de deuda y tasa)



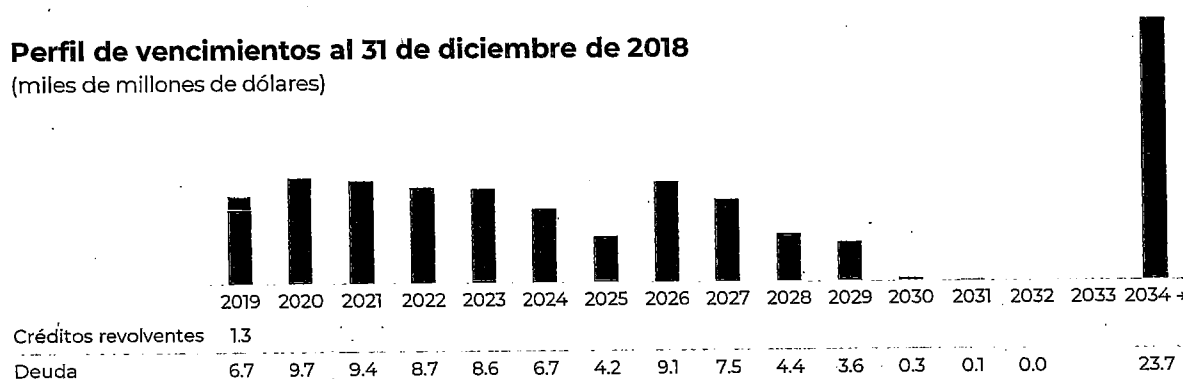
Fuente: Petróleos Mexicanos.

Perfil de vencimientos:

En 2018, Pemex tuvo un perfil de vencimientos ordenado, tanto en la deuda interna como en la externa. Se mantuvo un monitoreo constante de la evolución de los perfiles de vencimiento de las amortizaciones de la deuda contratada por Pemex, con el fin de evitar que se presentaran acumulaciones que pudieran representar una presión sobre los presupuestos anuales de la entidad. Adicionalmente, existe la posibilidad de realizar operaciones de manejo de pasivos que permitan extender la vida media de los vencimientos de la deuda contratada y promover la adecuada gestión de la estructura de financiamiento.

Perfil de vencimientos al 31 de diciembre de 2018

(miles de millones de dólares)



Notas: 1.- Proyección elaborada con base en el saldo al 31 de diciembre de 2018 por 104.1 miles de millones de dólares, utilizando los tipos de cambio del 31 de diciembre de 2018 para la conversión a dólares de todas las monedas. 2.- El perfil de vencimientos de 2019 incluye la posible amortización de las líneas de crédito revolventes por 1,320 millones de dólares. 3.- Tipo de cambio para la conversión de pesos a dólar 1USD=19.6829 MXN.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

Disposiciones y amortizaciones

Al cierre de 2018, el saldo de la deuda interna de Pemex fue de 269,053.6 millones de pesos¹⁸, monto superior en 47.9 millones de pesos respecto al observado al cierre de 2017, que fue de 269,005.7 millones de pesos. Esta variación es el resultado conjunto de:

- Un endeudamiento neto interno de -2,432.7 millones de pesos, derivado de disposiciones por 142,500.0 millones de pesos y amortizaciones por 144,932.7 millones de pesos,
- Ajustes contables al alza por 2,543.7 millones de pesos, derivados del efecto inflacionario de la deuda interna indizada y
- Consolidación de otros adeudos de las empresas filiales por -63.0 millones de pesos.

De la deuda interna de Pemex, el 67% se encuentra contratado a tasa fija y el 33% a tasa variable.

¹⁸ No incluye intereses devengados por 3,374.2 millones de pesos

Perfil de amortizaciones de la deuda interna de Petróleos Mexicanos

(millones de pesos)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total	53,709.0	33,369.0	32,780.4	10,406.6	6,968.2	131,820.4
Certificados bursátiles	38,972.3	24,922.7	24,323.9	-	-	119,599.5
Créditos bancarios	8,313.4	8,313.4	8,313.4	10,252.9	6,802.6	11,525.9
Crédito revolvente ¹	6,300.0	-	-	-	-	-
Otros	123.4	132.9	143.1	154.0	165.7	694.9

¹ Este crédito es una línea revolvente cuyo vencimiento va hasta noviembre de 2019 y su refinanciamiento se realiza a través del mismo programa.

La proyección fue elaborada con base en el saldo contractual al 31 de diciembre de 2018, utilizando para el caso de la UDI el valor al 31 de diciembre de 2018 de 1 UDI = 6.226631 pesos.

Fuente Petróleos Mexicanos.

En tanto que el saldo de la deuda externa de Pemex ascendió a 90,423.7 millones de dólares¹⁹ (equivalente a 1,779,780 millones de pesos utilizando el tipo de cambio de 19.6829 pesos por dólar, registrado al cierre de diciembre de 2018), monto superior en 2,648 millones de dólares respecto al observado al cierre de 2017. Esta variación es el resultado de:

- Un endeudamiento neto externo de 3,337.8 millones de dólares derivado de disposiciones por 19,356.0 millones de dólares y amortizaciones por 16,018.2 millones de dólares.
- Ajustes contables negativos por 940.6 millones de dólares, derivados de la variación del dólar con respecto a otras monedas en que se encuentra contratada la deuda y consolidación de otros adeudos de las empresas filiales por 250.8 millones de pesos.

El 89.4% de la deuda externa de Pemex se contrató a tasa fija y el 10.6% restante a tasa variable.

Perfil de amortizaciones de la deuda externa de Petróleos Mexicanos

(millones de dólares)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total	5,317.0	7,955.1	7,699.5	8,189.9	8,210.6	53,051.5
Mercado de capitales	3,233.8	4,585.7	6,822.2	7,427.6	7,008.3	51,056.4
Créditos bancarios	152.4	2,661.1	83.6	83.6	853.5	387.0
ECA	680.0	467.5	548.3	456.4	148.4	349.4
Arrendamiento financiero	165.4	215.0	220.0	205.5	200.4	1,258.7
Otros	85.4	25.9	25.3	16.8		
Crédito revolvente ¹	1,000.0					

¹ Este crédito son líneas revolventes cuyo vencimiento es en enero de 2020 y su refinanciamiento se realiza a través de los mismos programas. La proyección fue elaborada con base en el saldo contractual al 31 de diciembre 2018. Los créditos asegurados o garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación, son denominados ECA, por sus siglas en inglés.

Fuente Petróleos Mexicanos.

¹⁹ No incluye intereses devengados por 1,527.3 millones de dólares.

Manejo de liquidez:

El 9 de noviembre de 2018, Pemex suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de 9,000 millones de pesos con plazo de cinco años.

Pemex cuenta con seis líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez por un total de 6,700 millones de dólares y 32,500 millones de pesos. Al 31 de diciembre de 2018 se tenían dispuestas líneas por 300 millones de dólares y 6,300 millones de pesos.

Las actividades de financiamiento se encuentran descritas en el anexo de este informe, en las notas a los estados financieros.

7.3. Ejercicio del presupuesto

Para el ejercicio fiscal 2018, el Congreso de la Unión aprobó a Pemex y a sus Empresas Productivas Subsidiarias en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) un balance financiero de -79,414 millones de pesos en flujo de efectivo. Este balance consideró ingresos totales por 1,686,130 millones de pesos, egresos totales por 1,654,734 millones de pesos y un costo financiero neto de 110,810 millones de pesos.

Al cierre del ejercicio presupuestal, el balance financiero registrado fue de -61,811 millones de pesos, lo que representó una mejora de 17,603 millones de pesos respecto al monto aprobado. Lo anterior es resultado de mayores ingresos propios, menor ejercicio de gasto programable²⁰ y un incremento en el costo financiero.

Variables macroeconómicas

El presupuesto aprobado por el Congreso consideró un precio de la MME de 48.50 US\$/b por barril y un tipo de cambio de 18.40 pesos por dólar. El entorno macroeconómico observado al cierre del año registró mejoras en estos fundamentales, ubicando la MME en 61.34 US\$/b y el tipo de cambio en 19.24 pesos por dólar.

Esta situación derivó que Pemex, en concordancia con la situación del resto de las empresas petroleras en la industria, enfrentara una situación propicia para la mejora de sus resultados financieros.

Para Pemex resultó prioritario mejorar su posición financiera e impactar positivamente su perfil crediticio, a pesar de que las perspectivas de producción de hidrocarburos mostraban retrasos en la entrada de nuevos proyectos y en los resultados operativos. En este contexto, se gestionaron acciones para mejorar la generación de flujo de efectivo, reducir las necesidades de financiamiento y lograr mejoras en el balance financiero respecto a lo aprobado por el Congreso.

²⁰ Incluye el resultado neto de operaciones ajenas por -5,200 millones de pesos.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativo

Ejercicio presupuestal. Flujo de efectivo consolidado.

(millones de pesos)

Concepto	2017		2018 ¹			Variación (%)		
	Ejercicio	Programa (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	18/17 Real ²
Ingresos	1,764,221	1,686,130	2,028,032	2,027,581	341,452	20.3	0.0	9.6
Ventas nacionales	1,288,842	1,309,535	1,396,276	1,395,897	86,362	6.6	0.0	3.2
Ventas exteriores	409,559	345,430	570,790	570,789	225,359	65.2	0.0	32.9
Venta servicios	11,797	1,150	16,800	16,799	15,648	n.r.	0.0	35.7
Otros ingresos	54,023	30,015	44,166	44,096	14,081	46.9	-0.2	-22.2
Tasa negativa IEPS	0	0	0	0	0	n.r.	n.r.	n.r.
Otros Ingresos diversos	54,023	30,015	44,166	44,096	14,081	46.9	-0.2	-22.2
Subsidios y transferencias	0	0	0	0	0	n.r.	n.r.	n.r.
Egresos	1,756,895	1,654,734	1,968,224	1,967,336	312,602	18.9	0.0	6.7
Gasto programable	385,190	391,946	381,997	381,576	-10,370	-2.6	-0.1	-5.6
Corriente	138,951	123,450	136,997	136,738	13,288	10.8	-0.2	-6.2
Pensiones y jubilaciones	52,491	63,874	56,145	56,145	-7,729	-12.1	0.0	2.0
Inversión	193,749	204,622	188,855	188,693	-15,929	-7.8	-0.1	-7.2
Mercancía para reventa	501,813	375,197	657,991	657,990	282,793	75.4	0.0	25.0
Op. ajenas netas	-2,713	0	-4,603	-5,200	-5,200	n.r.	13.0	82.8
Impuestos indirectos	424,791	455,442	400,617	400,749	-54,693	-12.0	0.0	-10.1
Impuestos directos	447,813	432,150	532,222	532,221	100,071	23.2	0.0	13.3
Balance primario	7,326	31,396	59,807	60,246	28,850	91.9	0.7	683.9
Costo financiero	101,067	110,810	122,056	122,057	11,247	10.1	0.0	15.1
Balance financiero	-93,741	-79,414	-62,249	-61,811	17,603	-22.2	-0.7	-37.1
Ingresos propios ³	389,804	423,342	437,201	436,621	13,280	3.1	-0.1	6.8
Endeudamiento neto	57,546	143,764	55,112	52,391	-91,373	-63.6	-4.9	-13.2
Disposiciones	404,035	224,029	513,061	513,061	289,031	129.0	0.0	21.1
Amortizaciones	346,488	80,266	457,949	460,670	380,404	473.9	0.6	26.7
Incremento(uso)caja	-36,195	64,349	-7,137	-9,421	-73,770	-114.6	32.0	-75.2

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

¹ Cifras de Cuenta Pública.² Se aplicó un factor de 1.049009, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).³ Los ingresos propios consideran el total de ingresos menos impuestos y la mercancía para reventa (gasto no programable).

n.r. No representativo.

Ingresos

Los ingresos brutos se incrementaron 20.3% respecto a los programados en el presupuesto, significando una mejora de 341,452 millones de pesos. La principal contribución fue por ventas externas con 225,359 millones de pesos, al haber registrado un mayor volumen de ventas de petróleo crudo por 296 Mbd a mayores precios. Las ventas internas aportaron 86,362 millones de pesos adicionales a los programados, producto del incremento en las referencias que impactan en los precios productor de los combustibles automotrices (gasolinas y diésel). Las ventas de servicios presentaron una mejora por 15,648 millones de pesos, por mayores operaciones con terceros nacionales y extranjeros; finalmente, los otros ingresos registraron un incremento de 14,081 millones de pesos resultado de la captura de ingresos no recurrentes por devoluciones de impuestos y derechos, dividendos a filiales, monetizaciones y otros eventos distintos a la actividad sustantiva de Pemex.

Egresos

Gasto programable. Durante 2018, se gestionaron seis adecuaciones presupuestales que requirieron la autorización del Consejo de Administración, así como 12 movimientos compensados que dieron como resultado un gasto programable modificado de 381,997 millones de pesos. Este monto representa una reducción de 9,949 millones de pesos respecto al aprobado en el Presupuesto de Egresos de la Federación y reflejó el compromiso de Pemex por racionalizar los recursos presupuestales sin afectar la operación sustantiva.

Gasto no programable

- Mercancía para reventa. Derivado del menor proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación por 433 Mbd respecto al programado en el presupuesto, se adquirieron del exterior mayores volúmenes de productos petrolíferos para la satisfacción de la demanda interna, dando como resultado, junto con otros gastos no programables, un incremento de 282,793 millones de pesos respecto a los montos originalmente programados.
- Pago de impuestos y derechos. Las contribuciones indirectas disminuyeron en 54,693 millones de pesos, al compararse con lo previsto en el presupuesto aprobado, resultado principalmente de menores pagos del Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios (IEPS), como reflejo de la política de incentivos fiscales observada a lo largo del año.

Respecto a la carga tributaria directa, se registró un incremento de 100,071 millones de pesos, reflejo de la valuación de la extracción de hidrocarburos a mayores precios y tipo de cambio respecto a los presupuestados.

- Costo financiero. El costo financiero neto registró un incremento de 11,247 millones de pesos con relación al monto presupuestado, resultado del incremento en la paridad y del registro del pago de la cobertura de crudo de 2018.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2018 asociados a proyectos de inversión

Al cierre de 2018, Pemex contaba con 870 contratos vigentes asociados a proyectos de inversión, por un monto total de 138,907 millones de pesos y 95,582 millones de dólares. En comparación con el cierre de 2017, los convenios modificatorios representan una disminución de 66.9% en el monto de los contratos celebrados en pesos y de 40.2% en los contratos celebrados en dólares.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2018

	Número de contratos en 2017	Monto de contratos a diciembre 2017 ¹		Número de contratos en 2018	Monto de contratos a diciembre 2018 ¹	
		(millones)			(millones)	
		Pesos	Dólares		Pesos	Dólares
Total	1,477	419,807	68,131	870	138,907	95,582
Exploración y Producción	958	329,232	41,189	517	122,806	47,663
Perforación y Servicios	324	27,476	21,297	148	8,487	13,467
Transformación Industrial	119	59,204	5,645	97	4,048	33,641
Logística	47	2,985	0	69	2,257	803
Etileno	4	423	0	34	1,161	8
Fertilizantes	25	488	0	5	149	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, 390 fueron modificados a través de 430 convenios. De los convenios modificatorios realizados durante 2018, 224 corresponden a modificaciones en plazo, 73 en monto, 115 en monto y plazo y 18 a cambios en alcance.

Convenios modificatorios en 2018

	En plazo	En monto	En plazo y monto	En alcance	Total
Total	224	73	115	18	430
Exploración y Producción	97	10	41	2	150
Perforación y Servicios	81	3	23	16	123
Transformación Industrial	37	54	36	0	127
Logística	4	6	15	0	25
Etileno	3	0	0	0	3
Fertilizantes	2	0	0	0	2

8. Gobierno corporativo

A partir de la reestructura de Petróleos Mexicanos en 2014 como Empresa Productiva del Estado, se ha desarrollado y fortalecido un marco normativo específico en el contexto del Sistema de Control Interno Institucional que incluye, entre otras, las siguientes disposiciones: Código de Ética y Código de Conducta; Lineamientos en materia de Auditoría; Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno; Políticas y Lineamientos para Empresas Filiales y Empresas Productivas Subsidiarias; Políticas y Lineamientos Generales para las Inversiones, Asociaciones y Alianzas Estratégicas.

Este marco normativo fortalece la realización de las actividades de Pemex hacia el logro de su misión e impulsa la prevención y administración de riesgos contrarios al logro de sus objetivos estratégicos, en un ambiente ético de integridad y compromiso con la rendición de cuentas.

8.1. Sistema de control interno

Para continuar con el fortalecimiento del sistema de control interno (SCI), durante 2018 se actualizó la metodología para determinar el estado que guarda el sistema de control interno, y se definieron los controles nivel entidad que son objeto de validación en las Empresas Productivas Subsidiarias. A partir de octubre de 2018, dio inicio el ejercicio de validación de controles a nivel entidad y proceso. Asimismo, durante el periodo enero-diciembre de 2018 se capacitó, mediante el curso e-learning en materia de control interno, a un total de 895 trabajadores.

Al cierre de 2018, se tenían formalizados 60 programas de trabajo de control interno (PTCI) para los procesos declarados en el Catálogo Institucional, con un total de 521 proyectos, de los cuales se habían concluido 249 y 253 se encontraban en proceso de ejecución.

En adición a los PTCI formalizados con los involucrados en los procesos del Catálogo Institucional, se suscribieron 30 proyectos con diferentes áreas.

8.1.1. Programa de *Compliance*

En materia de ética e integridad corporativa, al cierre de diciembre 18,196 trabajadores habían recibido inducción al programa de *Compliance*. A esa misma fecha, 20,845 empleados completaron el curso e-learning denominado "Nuestros Códigos", lo que representó el 95% del universo contemplado.

Asimismo, se continuó con el proceso de adhesión del personal de Pemex y sus empresas a los códigos de Ética y Conducta, así como con la suscripción de los formatos de declaración de inexistencia de conflicto de intereses y el manifiesto de compromiso profesional. Al 31 de diciembre se contó con 21,209 registros, de los cuales 15,761 correspondieron a trabajadores de planta confianza.

El 3 de septiembre inició operaciones el *call center*, operado por un externo, para atender las llamadas recibidas en la Línea Ética.

El 30 de noviembre de 2018, se emitió la actualización de las Políticas y Lineamientos de Debida Diligencia en ética e integridad, documento que establece procedimientos específicos para la evaluación de proveedores y contratistas, el cual simplifica y hace más eficiente el proceso. En el año se atendieron 16 procesos de debida diligencia aplicados a Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias por parte de terceros y se brindó apoyo y asesoría en 21 procesos de debida diligencia aplicados por primera vez a terceros por parte de las unidades de negocio.

8.1.2. Administración de riesgos empresariales

Administración de riesgos empresariales

Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias están expuestos a una gran variedad de riesgos a lo largo de la cadena de valor, en temas como los relacionados con la exploración y producción de hidrocarburos; elaboración de petrolíferos; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de productos. Asimismo, la operación de Pemex está expuesta a situaciones como la fluctuación de precios, regulación asimétrica, bloqueo de instalaciones, daños al medio ambiente y actos delictivos, entre otros.

Por lo anterior, es fundamental para la empresa contar con una administración integral de riesgos, a fin de 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 los objetivos de Pemex mediante la prevención, detección, remediación y/o respuesta integral a situaciones que pudieran afectar la generación de valor económico para el Estado Mexicano, a partir de 2015 en Pemex se está implementando un modelo integral de administración de riesgos denominado "Marco de Administración de Riesgos Empresariales" (MARE).

En febrero de 2018, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (CAPEMEX) autorizó las "Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales" (PLARE), a fin de establecer las directrices y fundamentos de la administración integral de los riesgos empresariales. Asimismo, con la finalidad de que ésta sea fortalecida, en mayo de 2018 se modificó la integración y funciones del Comité de Riesgos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias (CRPEMEX); entre los cambios realizados destaca que la presidencia del CRPEMEX recaerá, desde mayo de 2018, en el Director General de Petróleos Mexicanos.

A partir de los mapas de riesgos empresariales de cada Dirección Corporativa y cada Empresa Productiva Subsidiaria, en 2018 se conformó un inventario que consolida los riesgos empresariales más relevantes de la organización; es decir, aquellos riesgos que, en caso de materializarse, afectarían el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan de Negocios.

Al 31 de diciembre de 2018, el inventario de 38 riesgos empresariales relevantes de Pemex está integrado por ocho riesgos estratégicos definidos conforme al artículo 14, fracción IV, de la Ley de Petróleos Mexicanos y por 11 riesgos recurrentes, que impactan transversalmente a las actividades de Pemex, mismos que se indican a continuación:

Riesgos estratégicos

Restitución de reservas
Producción de crudo y gas
Variables de mercado
Oportunidades de negocio
Comerciales y abasto
Mercado ilícito de combustibles
Confiabilidad y mantenimiento
Seguridad industrial y protección ambiental

Riesgos recurrentes

Capacidad técnica y de ejecución de la procura
Capacidad técnica y de ejecución de los procesos
Corrupción y fraude
Digitalización
Información para toma de decisiones
Lécales
Recursos humanos
Recursos presupuestales
Regulatorio
Revelación de información
Seguridad física

Otros riesgos relevantes

Administración contractual
Asegurables
Bloqueos
Captación
Concentración
Continuidad del negocio
Costos
Crédito comercial
Crédito contrapartes
Filtración de información
Flujo de caja
Gobernanza
Mecanismos de precios
Optimización fiscal
Plan de Negocios
Planeación
Redundancia operativa
Reputación
Seguridad de la información

Durante 2018, las actividades del MARE se enfocaron prioritariamente en fortalecer la administración de los riesgos estratégicos, a través de la definición de su gobernanza, la interacción entre las primeras y segundas líneas de defensa y la construcción de indicadores que permitan su monitoreo.

Administración de riesgos financieros

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; riesgo de crédito comercial por la exposición al incumplimiento del pago de clientes, y riesgo de liquidez.

Por lo antes señalado, se ha desarrollado un marco normativo compuesto de políticas y lineamientos que promueve un esquema integral para la administración de los riesgos financieros. Esta normativa regula, entre otros, el uso de Instrumentos Financieros Derivados (IFD) y formula las directrices para el desarrollo de estrategias de mitigación; también señala que los IFD deben ser utilizados con fines de mitigación de riesgos y que para cualquier otro propósito debe ser aprobado conforme a las normas internas vigentes.

Asimismo, esta normativa establece como política, propiciar la reducción del impacto negativo en los resultados financieros de Pemex, proveniente de cambios desfavorables en los factores de riesgo financiero, al promover que la estructura de sus pasivos sea consistente con la de sus activos.

Como consecuencia de su nivel de endeudamiento y obligaciones, Pemex puede enfrentar restricciones de liquidez que podrían dificultar la obtención de financiamiento en condiciones favorables, afectando negativamente a la empresa. Sin embargo, se cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez.

- **Crédito Comercial.** En las “Políticas de Riesgo para el otorgamiento de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias” se regula el otorgamiento de crédito comercial propiciando agilidad y autonomía a las Empresas Productivas Subsidiarias para contribuir a la competitividad de los servicios y productos que ofrecen. Asimismo, a través del Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias (GARICC), se administra el riesgo de crédito de las Empresas Productivas Subsidiarias para mantener una cartera sana, acorde a los estándares de la industria. Al cierre de 2018, la cartera en proceso de recuperación judicial representó menos del 0.5% del total del crédito comercial.

Durante 2018, el GARICC administró el riesgo crediticio de las Empresas Productivas Subsidiarias, manteniendo una cartera histórica en proceso jurídico de reclamación acorde a los estándares de la industria.

- **Garantías Corporativas.** Con el fin de capitalizar las nuevas oportunidades de negocio, durante 2018 se emitieron garantías corporativas en apego a la normatividad aplicable y mediante la evaluación de riesgo respectiva. Lo anterior, con fundamento en el artículo 7 de la Ley de Petróleos Mexicanos que establece que, para cumplir con su objeto, Petróleos Mexicanos podrá otorgar todo tipo de garantías.

Administración de riesgos asegurables

Pemex desarrolla e impulsa actividades de prevención de pérdidas por siniestros a través de visitas de inspección, análisis de ingeniería o de riesgos marítimos, estudios de impacto ambiental, medición de pérdida máxima probable, valuaciones de activos, certificaciones y monitoreo de procedimientos, entre otros.

Adicionalmente, Pemex contrata pólizas de seguro para proteger la totalidad de sus activos, es decir, refinerías, plantas petroquímicas, centros de procesamiento y distribución de gas, ductos y terminales de almacenamiento, instalaciones marítimas, tales como plataformas de perforación, muelles, maquinaria y equipo de perforación, sistemas de recolección de gas, la flota de embarcaciones, autos, autos tanque y carros tanque para el transporte de productos, almacenes y pozos, así como el producto empacado.

Las pólizas de seguros contratadas por Pemex son diseñadas para brindar certeza ante eventos desfavorables y cumplir con la normatividad emitida en junio de 2016 por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) en materia de seguros obligatorios de responsabilidad civil, responsabilidad por daño ambiental, evacuación en caso de emergencia, control de pozos, obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural.

Las pólizas de seguros contratadas indemnizan a Pemex por daños causados por eventos accidentales y repentinos, pero también se extienden a amparar actos de terrorismo y sabotaje o coberturas muy especializadas del sector energético, como son costos para hacer frente al descontrol de pozos y la re-perforación o bien la limpieza por derrames de producto.

Las pólizas de seguros se reaseguran a través de la empresa *Kot Insurance Company, AG*, Compañía Subsidiaria de reaseguro cautivo de Petróleos Mexicanos, 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 a Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, sus Empresas Filiales.

Administración de riesgos de proceso

En 2018 se fortalecieron los contenidos del proyecto de políticas y lineamientos para la administración de riesgos de proceso, incorporando entre otros, un apartado para el diseño e instrumentación de controles, así como lo relativo al riesgo de fraude.

Al cierre de diciembre de 2018, el inventario de riesgos de proceso ascendió a un total de 548; de éstos, 85 fueron catalogados como de corrupción y tres se asocian a características de fraude relacionados con la información financiera.

8.1.3. Transparencia

En enero de 2018, se concluyó con la carga de información en el Sistema de Portales de Transparencia del INAI (SIPOT) tanto de Pemex, como de sus EPS y Sujetos Obligados Indirectos correspondiente a 2017, lo que implicó que el total de registros en el sistema en la vista pública, ascendieran a 3,447,509 en la Ley General y a 1,308,080 en la Ley Federal.

En el transcurso de 2018, se realizó la carga de información en el SIPOT, tanto de Pemex como de sus EPS y Sujetos Obligados Indirectos, correspondiente a las obligaciones anuales de 2017, obligaciones semestrales y al primero, segundo y tercer trimestre de 2018.

A diciembre de 2018, el total de registros, tanto principales como secundarios, generados por el Sistema, ascendió a 2,720,839 en la Ley General (reporte de 2018 no acumulado) y a 5,817,197 en la Ley Federal; y por lo que hace a los Sujetos Obligados Indirectos, las cifras fueron de 518,755 en la Ley General y cinco en la Ley Federal.

Durante el año, Pemex, sus EPS y Sujetos Obligados Indirectos, recibieron en total 6,371 solicitudes de acceso a la información, en este periodo se dio respuesta a 6,397 solicitudes (6,115 recibidas durante 2018 y 282 que se encontraban en trámite al cierre de 2017), dentro de los plazos que marca la Ley y 256 solicitudes se encuentran en proceso.

En cuanto al Programa de Transparencia, para mejorar la calidad de información publicada en el SIPOT y conforme a los criterios que el INAI emitió, durante 2018 se capacitó a 691 personas responsables de la carga de información en dicho sistema.

En relación con el Proceso de Entrega-Recepción y de Rendición de Cuentas Institucional 2012-2018, se coordinaron los trabajos para dar cumplimiento a las obligaciones derivadas del Acuerdo para la Rendición de Cuentas de la Administración Pública Federal 2012-2018. Entre las acciones llevadas a cabo se encuentran la realización del Informe de Rendición de Cuentas, así como para la elaboración de 44 Libros Blancos y 27 Memorias Documentales.

8.1.4. Modelo operativo basado en administración por procesos

Con la actualización del Estatuto Orgánico de Pemex en diciembre de 2017, se modificaron los artículos relativos al Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos (MOBAP); derivado de ello, el Director General de Pemex emitió un nuevo acuerdo para modificarlo a las circunstancias actuales, declarando los nuevos procesos, así como el establecimiento del Comité Ejecutivo y la emisión de las directrices para la operación del modelo con la finalidad de fortalecer la estructura de gobierno, dicho Comité se instaló el 7 de agosto de 2018, emitiéndose sus reglas de operación, así como la actualización de las reglas de operación para la constitución, integración, funcionamiento y disolución de los Grupos Rectores de Proceso.

Por lo anterior, el 5 de octubre se realizó la primera sesión ordinaria del Comité Ejecutivo, en la que se emitieron las directrices para la operación del MOBAP, cuyo objetivo es establecer las medidas que servirán como estrategias de mejora, documentación y evaluación de los procesos y el Catálogo Institucional en el cual quedaron declarados los procesos y subprocesos de la empresa.

En el transcurso de 2018 se instalaron en su totalidad los Grupos Rectores de Proceso, declarados en el Catálogo Institucional y se realizaron acciones para la documentación y modelado de los procesos pendientes de actualización en la herramienta institucional.

La integración de Procesos Institucionales quedó de la manera siguiente:

- Como Proceso Estratégico: Dirección del Negocio;
- Como Procesos Sustantivos: *Upstream*, *Downstream*, Comercialización y Logística y,

- Como Procesos de Soporte: Administración de Recursos Humanos, Administración de la Información, Administración Patrimonial, Financiero, Procura y Abastecimiento, Desarrollo Sustentable, Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental y, Confiabilidad de Activos.

8.2. Responsabilidad social corporativa

Petróleos Mexicanos, como el participante más relevante en la industria petrolera nacional, ejerce plenamente su compromiso con la responsabilidad social en las comunidades que se encuentran dentro de su área de influencia, para construir alianzas sostenibles que incentiven la corresponsabilidad y el trabajo coordinado para la mejora constante de la calidad de vida de las personas, el cuidado del entorno y el respeto por las tradiciones y formas de convivencia.

El compromiso se manifiesta mediante el otorgamiento, por parte de las comunidades, de la Licencia Social para Operar, que consiste en el consentimiento para realizar las actividades de su cadena de valor. Las dos herramientas principales con que cuenta Pemex para prevenir y, en su caso, atender problemáticas de tipo social que pudieran derivar en situaciones de riesgo para la empresa, mejorar los vínculos con las comunidades, actores sociales y autoridades locales, contribuir al cuidado del medio ambiente y generar bienestar a los habitantes son: donativos, donaciones y el Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA), alineados a siete ejes estratégicos de atención: infraestructura, salud, seguridad pública y protección civil, equidad, proyectos productivos, educación y deporte, así como protección ambiental.

Apoyos autorizados 2013-2018

(millones de pesos)

Indicador	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Donativos	511.5	250.0	351.0	63.5	59.0	22.0	1,257.0
Donaciones	2,280.5	2,606.6	1,611.1	1,218.4	1,247.0	1,300.5	10,264.1
Total	2,792.0	2,856.6	1,962.1	1,281.9	1,306.0	1,322.5	11,521.1

En 2018, la inversión social derivada de la implementación de: donativos y donaciones, Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente, Contratos Integrales de Exploración y Producción, Obras de Beneficio Mutuo y Anexo DS (Desarrollo Sustentable); ascendió a 2,103.9 millones de pesos.

Los donativos (efectivo) se entregan a organizaciones con acciones acreditadas de responsabilidad social; las donaciones (combustibles y asfalto) se otorgan a estados y municipios con actividad petrolera, principalmente.

Donativos y donaciones, 2018

Componente	Inversión en millones de pesos
Total	1,322.5
Donativos	22.0
Donaciones	
Asfalto	321.3
Combustible	977.6
Bienes muebles	1.6

El PACMA impulsa en las comunidades programas, obras y acciones con financiamiento privado.

Programas, obras y acciones, 2018

Componente	Inversión en millones de pesos
Total	592.7
Educación y deporte	6.6
Equidad	11.0
Infraestructura	192.4
Protección ambiental	14.7
Proyectos productivos	78.4
Salud	68.8
Seguridad pública y protección civil	220.9

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

Instrumentos adicionales, 2018

Componente	Inversión en millones de pesos
Total	188.7
Contratos integrales de extracción y producción	120.5
Obras de beneficio mutuo	48.0
Cláusulas de desarrollo sustentable	20.2

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 2018

22 de abril de 2019

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 2018, 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 2018**

Con base en la información proporcionada por la Administración en las distintas sesiones de los Comités y del Consejo de Administración (CAPEMEX) celebradas durante el ejercicio, así como de lo manifestado en el Informe del Director General y, de acuerdo con el artículo 36, fracción II, de la Ley de Petróleos Mexicanos, los Consejeros emiten su evaluación y consideraciones sobre el grado de cumplimiento de los programas anuales por el ejercicio 2018.

Contexto de los Programas Anuales 2018

Para el ejercicio 2018, mediante acuerdo CA-021/2019, del 26 de febrero de 2019, el CAPEMEX tomó conocimiento de la relación de los programas anuales de Petróleos Mexicanos (PEMEX) objeto de evaluación:

Objetivos de negocio y aspectos operativos

- 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) 2018, aprobado por el CAPEMEX en diciembre de 2017; presenta las variables operativas en las cadenas de crudo y gas, así como los resultados financieros alineados a las metas establecidas para PEMEX en la Ley de Ingresos de la Federación y en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2018.

Presupuesto autorizado y ajustes

- Informe sobre el Presupuesto de Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias para el ejercicio 2018, aprobado por el Congreso de la Unión y autorización de los calendarios de presupuesto; el CAPEMEX tomó conocimiento del presupuesto autorizado a PEMEX en diciembre de 2017, en el que se estableció la meta de balance financiero y el techo de gasto en servicios personales.
- Adecuaciones presupuestales, considera los movimientos presupuestales autorizadas por el CAPEMEX a lo largo del año.

Implementación de la estrategia

- Avance en la instrumentación de las asociaciones en Exploración y Producción.
- Avance en la implementación de oportunidades de Negocios.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

- Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2018 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias. En febrero de 2018, el CAPEMEX tomó conocimiento de este programa, el cual considera las acciones encaminadas al uso austero de los recursos humanos, materiales, financieros y tecnológicos de los servicios administrativos de la empresa.

Contexto del entorno

Los primeros tres trimestres de 2018 se caracterizaron por mantener el repunte en los precios mostrado desde mediados de 2017, en particular, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) alcanzó una cotización máxima en octubre de 71.29 dólares por barril (US\$/b), misma que no se presentaba desde 2014, superando así, durante los últimos tres meses del año al WTI, su principal marcador.

Para finales de 2018, los precios internacionales retrocedieron significativamente, al aumentar la producción en EUA, Rusia y Arabia Saudita (los productores de crudo más relevantes a escala mundial). Para el cierre del año, el precio promedio anual de la MME se ubicó en 61.34 US\$/b, lo que representó un crecimiento de 31.1% respecto a 2017.

Con relación al tipo de cambio, este se ubicó en 19.24 pesos por dólar (\$/US\$) promedio para 2018, 0.32 \$/US\$ más que en 2017. Durante 2018, el tipo de cambio osciló entre 18.35 \$/US\$ y 20.31 \$/US\$.

De manera adicional a los factores macroeconómicos y de precios señalados anteriormente, los resultados de la empresa se vieron influenciados por eventos como las rondas de asignación de áreas de exploración y extracción nacionales, la participación de PEMEX en la asignación de contratos, así como el impacto de la apertura en el mercado de gasolina, diesel, gas LP y gas seco, y la disminución en la asignación presupuestal.

Entre 2016 y 2018, PEMEX logró la firma de 22 contratos de los cuales 14 contratos fueron resultado de la participación de PEMEX en las rondas de licitación nacionales¹, cinco correspondieron a migraciones de asignaciones (una corresponde a migración sin socio -Ek-Balam-) y tres a asociaciones.

Por otro lado, el efecto de la apertura del mercado, la liberalización de los precios y la disminución en la producción nacional de gasolinas, diesel, gas LP y gas natural, ha representado para los particulares una ventana de oportunidad para satisfacer la demanda requerida de combustibles a través de la importación. Como resultado de lo anterior, la participación de PEMEX en las ventas nacionales de gasolina y diesel en 2018 se situó en 93.3%, comparado con el 98.2% registrado en 2017.

Resultados financieros y presupuestales

Durante 2018, PEMEX registró mayores ingresos por 20.3% con respecto a lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de referencia derivado, principalmente, por el aumento

¹ En las rondas de Licitación PEMEX presentó ofertas para 29 bloques, resultando ganador en 14 bloques que representan el 48% del total de ofertas.

en los precios de la MME, las fluctuaciones en el tipo de cambio, mayores ventas al exterior de crudo y de petrolíferos en territorio nacional. No obstante, los egresos también aumentaron en 18.9% con respecto al PEF, donde el concepto con mayor efecto fue la compra de mercancía para reventa (gasolina y diesel, principalmente), la cual presentó un incremento de 75.4% con respecto a lo señalado en el programa.

Asimismo, a lo largo del año el CAPEMEX autorizó traspasos presupuestales de gasto de inversión a operación por 9.7 miles de millones de pesos (MMM\$) con el fin de asignar recursos presupuestales a actividades sustantivas, sin afectar las inversiones relacionadas con el cumplimiento de las metas de producción y de balance financiero, así como para evitar la contratación de deuda adicional. Adicionalmente, se establecieron estrategias para mejorar las cifras del cierre del año, tales como la consolidación de ingreso a nivel central a través del otorgamiento de dividendos por las empresas filiales, el cobro anticipado del bono a la firma de las áreas contractuales Cárdenas-Mora y Ogarrío, la monetización de desinversiones, la reducción en el gasto corriente a través de la obtención de crédito a corto plazo, la reversión de crédito a clientes y la recuperación de impuestos por cobrar. De esta manera, se obtuvo un balance primario de 60.2 MMM\$ y un balance financiero, aún deficitario, de 61.8 MMM\$.

En 2018 se presentó un subejercicio por 10.4 MMM\$ en gasto programable con respecto a la asignación en el PEF, el gasto de operación presentó un incremento de 5.6 MMM\$; por el contrario, el gasto en inversión registró una disminución de 15.9 MMM\$.

Por su parte, se presentó una reducción del endeudamiento neto de 63.6%, comparado con el autorizado del mismo año; no obstante, la deuda consolidada continúa mostrando la misma tendencia incremental de los últimos años. En 2018, la deuda creció en 2.2% respecto a 2017, el valor más bajo registrado para el periodo 2012-2018; sin embargo, el 77.9% del aumento total en la deuda (44.4 MMM\$) correspondió a corto plazo, lo que implica liquidar esos recursos durante 2019.

Desempeño operativo y comercial

Durante 2018, los resultados en exploración permitieron incorporar reservas 3P² por 1,170 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), volumen inferior en 24 MMbpce con respecto al registrado en 2017.

Del volumen incorporado de reservas 3P en 2018, el 82% (957.4 MMbpce) corresponde a la adición de volúmenes por extensión de los límites en los campos Doctus e Ixachi obtenidos a partir de pozos delimitadores perforados, el 18% restante (estimado en 212.3 MMbpce) provienen de las áreas terrestre y marina a través de los descubrimientos realizados en los campos Cahua, Manik NW, Mulach, Choccol y Cibix. No obstante, la terminación de pozos exploratorios presentó una reducción en 21% de 2017 a 2018, al pasar de 24 a 19 pozos y la terminación de pozos de desarrollo presentó un incremento en 160% en el mismo periodo, al pasar de 55 a 143 pozos.

² Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2019 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en sus propios lineamientos.

La tendencia decreciente en la producción de crudo no ha logrado revertirse en los últimos años, en 2018 cerró en 1,823 Mbd³, 7% inferior a la establecida en el POFAT y 6% por debajo del registro de 2017. Esta desviación se debe principalmente al incremento del flujo fraccional de agua provocado por el avance del contacto agua-aceite en el campo Xanab en el bloque de producción Litoral de Tabasco.

De manera similar, la baja constante en la producción de gas, en particular para 2018, fue resultado principalmente por la disminución en la producción de Burgos, como consecuencia de movimientos operativos en pozos, así como por menores beneficios en intervenciones y por el menor incremento en las acciones de recuperación mejorada.

La producción de crudo y gas vinculada al esquema de contratos aportó para 2018 45 Mbd en migraciones y 8 Mbd en asociaciones en crudo y, 63 MMpcd en migraciones y 27 MMpcd en asociaciones para el gas. La mayor contribución en producción proviene de los contratos bajo el esquema de migraciones. La producción de crudo que surge del esquema de asociaciones y migraciones representa el 3% del total de la producción nacional y el 2% para el caso de la producción de gas.

El volumen de exportación de crudo se ha mantenido prácticamente constante en los últimos años; no obstante, su composición se ha visto modificada, enfocándose a la exportación de crudo Maya, derivado de la amplia disponibilidad de crudo pesado por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP) y a la disminución en la producción de crudos ligeros, los cuales se envían a proceso en refinerías. Aunado a lo anterior y a la volatilidad de los precios de la MME, en 2018 se colocaron 1,184 Mbd de crudo en el exterior, lo que representó una variación de 33.3% con respecto a los 888 Mbd programados.

Durante 2018, el desempeño operativo de las refinerías de Pemex Transformación Industrial (PTRI) se vio afectado por la constante reducción de inversión en esta línea de negocios, situación que derivó en rezagos en acciones de mantenimiento y rehabilitación; asimismo, la dieta de crudo recibida para proceso y el exceso de la producción de combustóleo, tuvieron como consecuencia principal la baja en la utilización de la capacidad de destilación equivalente, al pasar de 36.1% en 2018 respecto a 43.5% en 2017; la producción de destilados registró un volumen de 350 Mbd en 2018, inferior en 21% respecto a 2017; con relación a la confiabilidad de las plantas se reportó un índice de paros no programados de 45.9% en 2018, superior al 35.2% reportado en 2017 y el rendimiento de destilados pasó de 57.4% en 2017 a 57.2% en 2018.

Particularmente, la refinería de Madero estuvo fuera de operación durante el segundo semestre de 2018, principalmente debido a fallas en las plantas de destilación atmosférica, así como a mantenimientos y reparaciones en plantas catalíticas y reformadoras. Por su parte la refinería de Minatitlán presentó problemas operativos significativos, en octubre de 2018 se vio afectada por un incendio en la planta combinada maya de destilación atmosférica, saliendo de operación en el último trimestre de dicho año por trabajos de limpieza y reparación de los daños en dicha planta. Por su parte, la refinería de Tula registró baja de proceso debido principalmente a que la planta primaria 1 operó de manera intermitente, por déficit en el suministro de crudo ligero, así como por falla de equipos en plantas primarias y altos inventarios de combustóleo por problemas de desalojo. A finales de 2018, la

³ No incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario el Golpe y Ébano, con lo que la producción total sería de 1,833 Mbd.

refinería de Salamanca presentó una situación similar debido a inventarios altos de productos intermedios y careció de componentes de importación.

Desde 2012 se ha registrado una menor demanda de gas natural para autoconsumo, asociada a una disminución en la actividad de los centros procesadores de gas (CPGs) de PTRI. El consumo de gas seco de PEMEX se redujo 11% respecto a 2017, al pasar de 2,012 MMpcd a 1,786 MMpcd en 2018. En ese mismo año, 59% del consumo de este combustible correspondió a PEP, 28% a PTRI y 13% a Pemex Fertilizantes (PFER), Pemex Etileno (PETI) y Pemex Logística (PLOG).

En 2018, el volumen de producción de líquidos del gas se vio afectado, principalmente, por una menor disponibilidad de gas húmedo y condensados de PEP, así como por la baja recuperación de etano en plantas; lo anterior se ve reflejado en una reducción en la producción de gas LP en CPGs a una tasa anual compuesta de 2012 a 2018 de 8% y de 5% para la producción de etano.

Sustentabilidad y responsabilidad

En materia de seguridad industrial, PEMEX presentó en 2018 resultados favorables, que se han sostenido en los últimos años, tal es el caso de la reducción del índice de frecuencia de accidentes, el cual pasó de 0.34 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo en 2017 a 0.25 en 2018. Asimismo, se logró mejorar en 26.5% la meta planteada de 0.34 para 2018.

En este sentido, destaca el desempeño de PEP, PTRI y PLOG, con resultados para 2018 de 0.12, para las dos primeras empresas y de 0.13 para la última, los cuales se encuentran debajo de la meta definida para ese año; no así para el resto de las empresas de PEMEX, particularmente PPS y PFER presentaron valores ligeramente por encima de uno.

Con relación al desempeño ambiental, en 2018 se logró el nivel más bajo de emisiones de dióxido de carbono equivalente de los últimos siete años, al reportar un resultado de 37.8 MMt; de las cuales 44.8% corresponde a PEP y 39.5% a PTRI. Esta mejora en resultados se debe principalmente a la entrada en operación de proyectos de aprovechamiento de gas asociado para reducir la quema de gas en los activos de Aguas Someras de PEP y un menor envío de gas a quemadores por la baja carga de procesamiento de crudo en las instalaciones de refinación.

Por su parte, el reúso de agua en las instalaciones de PEMEX reportó un promedio de 34.6 MMm³ de 2012 a 2018, al pasar de 41.6 MMm³ al inicio del periodo a 31.3 MMm³ al final, estos resultados reflejan un menor reúso de agua, derivado principalmente por la transferencia de las plantas de tratamiento de aguas residuales del sistema nacional de refinación operadas por terceros y que ahora opera personal de PEMEX, así como la falta de mantenimiento a estos equipos.

En 2018, se registró un reúso de agua de 31.3 MMm³, 12.6% inferior al presentado en 2017 y 12.1% menor a la meta planteada, derivado de que las plantas de tratamiento de agua de las refinerías de Tula y Salamanca no están operando a plena capacidad por falta de mantenimiento.

Evaluación de los Programas Anuales 2018

Durante 2018, PEMEX cumplió sus metas financieras, presentó una mejora en su balance financiero y superó la meta de incorporación de reservas 3P por descubrimientos. Lo anterior contrasta con las desviaciones observadas para los niveles de producción de hidrocarburos, así como la producción de los procesos de refinación, proceso de gas y petroquímicos.



POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA



GOBIERNO DE
MÉXICO

Si bien las variaciones de los resultados con respecto a las metas planteadas tienen múltiples factores externos, como: variabilidad en los precios del crudo y gas, fluctuación en el tipo de cambio, cambios regulatorios, régimen fiscal, geología más compleja y riesgosa, entre otros; también hubo factores internos que repercutieron en los resultados.

A continuación, se detalla la evaluación de cada uno de los programas para el ejercicio 2018:

Plan de Negocios y POFAT 2018

	Programado	Observado	Variación (%)
Balance financiero** (MMM\$)	-79.4	-61.8	22.2
Deuda consolidada** (MMM\$)	1,904	2,082*	9.4
Incorporación de reservas 3P por descubrimiento** (MMbpce)	1,100	1,170*	6.4
Producción de crudo** (Mbd)	1,951	1,823 ¹	-6.6
Exportación de crudo (Mbd)	888	1,184	33.3
Producción de gas natural ² (MMpcd)	4,118	3,842	-6.7
Producción total de petrolíferos ³ (Mbd)	1,112	629	-43.4
Producción de gas LP (Mbd)	134	110	-17.9
Producción de etano (Mbd)	109	85	-22.0
Aprovechamiento de gas natural ⁴ (%)	95.6	96.3	0.7
Proceso de crudo (Mbd)	1,045	612	-41.4
Rendimiento de destilados ⁴ (%)	66.8	57.2	-9.6
Importación de gasolinas (Mbd)	414	594	43.5
Importación de diesel (Mbd)	155	239	54.2
Importación de gas seco ⁵ (MMpcd)	1,512	1,317	-12.9
Consumo de gas seco PEMEX y EPS ⁶ (MMpcd)	2,413	1,786	-26.0
Índice de frecuencia**	0.34***	0.25	-26.5
Emisiones de CO ₂ equivalente ^{7**} (MMt)	51.3	37.8	-26.3
Reúso de agua ^{7**} (MMm ³)	35.6	31.3	-12.1

1. No incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario-El Golpe y Ébano. Con lo que la producción total sería de 1,833 Mbd.

2. No incluye nitrógeno, ni la incluye la producción de socios y la producción del Estado de los campos Santuario-El Golpe, Misión y Ébano. Con lo que la producción total sería de 3,886 MMpcd.

3. Total de petrolíferos más gas licuado del SNR.

4. Meta no explícita en POFAT, forma parte de la base del programa.

5. Gas importado por PEMEX.

6. Incluye consumo de planta de cogeneración Nuevo PEMEX.

7. Metas no explícitas en el Plan de Negocios, forman parte del cálculo para alcanzar las metas de 2021: a. reducir las emisiones de CO₂e en 25% y b. aumentar el reúso de agua en más del 60%.

* Cifras preliminares:

Cifras de la Cuenta Pública 2018; a la fecha, los resultados financieros se encuentran en proceso de dictaminación.

La información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2019 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en sus propios lineamientos.

** Indicador del Plan de Negocios 2017-2021.

*** Se actualizó la meta en la primera sesión ordinaria 2018 del Equipo de Liderazgo Directivo de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos, Sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, llevada a cabo el 9 de mayo de 2018, pasando de 0.34 (aprobada en el Plan de Negocios) a 0.33.

Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

Plan de Negocios

Como se puede apreciar en la tabla anterior, con respecto a los compromisos establecidos en el Plan de Negocios para 2018, de las siete metas planteadas y con los ajustes correspondientes para el balance financiero y la producción de crudo, de acuerdo con lo señalado en el PEF y POFAT 2018, se logró cumplir cuatro de ellas; destacando la mejora en el balance financiero y la incorporación de reservas en 22.2% y 6.4% con relación a lo programado, respectivamente. Asimismo, los resultados en materia de seguridad industrial y desempeño ambiental presentaron cifras favorables, el índice de frecuencia de accidentes y las emisiones de CO₂ equivalente al aire reportaron reducciones de 26.5% y 26.3%, en ese orden.

POFAT 2018

Con respecto al desempeño de los indicadores operativos en las cadenas de crudo y gas incluidos en el POFAT, se reporta el cumplimiento en las siguientes metas: aprovechamiento de gas natural, con una mejora de 0.7% y una disminución en el consumo de gas seco para PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias por 26.0%.

Por otro lado, no se lograron alcanzar las metas de producción de hidrocarburos ni de producción de los procesos de refinación, procesos de gas y petroquímicos. Lo primero se explica, entre otras causas, por la mayor complejidad técnica de los campos; lo segundo se debió, principalmente, al rezago en mantenimiento e inversión.

Viene a cuenta mencionar que continuaron los rezagos en los niveles de producción de derivados. El nivel de producción de petrolíferos mostró una desviación negativa de 43.4% con respecto a lo programado; de manera similar la producción de etano, gas LP y gas natural reportaron diferencias negativas. Por otro lado, se continúa con problemas operativos y de eficiencia en las actividades de transformación industrial, lo que ha impedido alcanzar el nivel de proceso de crudo y el rendimiento de destilados comprometido; por lo anterior, para el cierre de 2018, estos indicadores se desviaron negativamente en 433 Mbd (-41.4%) para el proceso de crudo y en 10% en el rendimiento de destilados.

Con respecto a los resultados en materia de balance comercial, el volumen de importación de gasolinas y diesel aumentó con relación a lo programado en 43.5% y 54.2%, respectivamente; asimismo, la exportación de crudo presentó un incremento de 33.3%.

PEF 2018

<i>Miles de millones de pesos (MMM\$)*</i>	Programado	Observado	Variación (%)
Ingresos propios	423.3	436.6	3.1
Gasto programable	391.9	381.6	-2.6
Balance primario	31.4	60.2	91.9
Balance financiero	-79.4	-61.8	22.2
Gasto de servicios personales	93.2	92.4	-0.9

* Cifras de la Cuenta Pública 2018; a la fecha, los resultados financieros se encuentran en proceso de dictaminación, por lo que se consideran como preliminares.

Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

PEMEX continuó los esfuerzos en disciplina presupuestal y logró cumplir con las metas establecidas en el PEF 2018. Esta mejora en los resultados y cumplimiento de metas financieras en 2018, fueron consecuencia, en gran medida, por las premisas macroeconómicas establecidas en el PEF, al considerar el precio de la MME en 48.50 US\$/b y un tipo de cambio de 18.40 \$/US\$, en contraste con los resultados de estas variables en el entorno, las cuales al cierre del año registraron mejoras al ubicarse en 61.34 US\$/b y en 19.24 \$/US\$, respectivamente.

Se presentaron mejoras en ingresos propios por 13.3 MMM\$ (3.1%), una disminución del gasto programable por 10.4 MMM\$ (-2.6%) y un incremento en el costo financiero por 11.2 MMM\$ (10.1%); lo que dio como resultado un balance primario superior en 91.9% respecto al comprometido y una mejora en el balance financiero de 22.2%.

A pesar de la disminución de la pérdida en términos de balance financiero, persiste el déficit en esta materia, debido principalmente a que existen rubros de gasto donde se concentra el ejercicio de la mayor parte del ingreso, impidiendo conservar márgenes positivos. Durante 2018, los tres principales rubros de gasto abarcaron el 97% de los ingresos por ventas, siendo estos impuestos y derechos (46%), mercancía para reventa (32%) y gasto corriente (19%). El déficit financiero representó en 2018 el 3.0% de los ingresos presupuestales, en tanto en 2017 significó el 4.7%.

Para 2018, el gasto de servicios personales reportó un ahorro con respecto al PEF de 0.9%; no obstante, este rubro se ha incrementado en los últimos dos años, al pasar de 79.1 MMM\$ en 2016 a 84.1 MMM\$ en 2017 y a 92.4 MMM\$ en 2018, donde el principal componente corresponde a sueldos y salarios.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos 2018

	Programado	Observado	Variación (%)
Gasto corriente en rubros seleccionados ¹ (MM\$)	4,762	2,528*	-46.9

1. Incluye viáticos, arrendamientos, comunicaciones, becas, boletos de avión, gastos generales pagados a terceros, papelería, impresión, fotocopiado y asesoría.

*Cifras del Cuarto Informe de 2018.

Nota: las cifras podrían no coincidir por redondeo.

Se cumplieron las metas establecidas en el Programa anual de austeridad y uso de recursos 2018, al mostrar una reducción consolidada de 791 MM\$ en el gasto de operación correspondiente a servicios personales.

Por su parte, el ejercicio del gasto corriente presentó un ahorro por 2,233 MM\$ con respecto a la meta planteada en el programa de 4,762 MM\$. A nivel de partidas, el mayor ahorro se presentó en asesorías y viáticos, con ahorros de 88% y 72%, respectivamente; por su parte, el concepto de arrendamiento superó el gasto esperado en 60%.

Implementación de la estrategia

En materia de exploración y producción, la participación de PEMEX en las rondas de licitación significó diversificación de inversiones y riesgos. A través de migraciones se buscó mejorar el flujo de efecto y

mediante asociaciones complementar la inversión con capital y tecnología de socios. Durante el periodo 2016-2018, PEMEX logró la firma de 22 contratos, que incluyen 14⁴ derivados de las rondas de licitación nacionales, donde la empresa ganó cerca de una de cada dos ofertas en las que participó. En 2018, se llevó a cabo la firma para los contratos adjudicados en la Ronda 2, Licitación 4 y para la Ronda 3, Licitación 1.

Si bien no se logró el objetivo de migrar 23 asignaciones⁵, se logró avanzar en dicho proceso. Durante 2018, PEP firmó tres contratos para migración con socio, correspondientes a las áreas Misión, Ébano y Miquetla, y logró la firma de dos asociaciones en Cárdenas- Mora y Ogarrío.

Por su parte, las oportunidades de negocio de procesos industriales y logísticos no lograron concretarse de acuerdo con las fechas estimadas, dado que varias de ellas se encuentran en proceso de definición y otras se cancelaron.

Entre los avances de las oportunidades de negocio que se establecieron en PTRI, se modificó la estrategia para la planta de coquización retardada en Tula; asimismo, el proyecto de modernización de las plantas catalíticas-reformadoras (CCRs) en las refinerías de Tula, Cadereyta y Salamanca, el cual se desarrollaría a través de un contrato de servicios con terceros, requiere una actualización a las premisas, a la evaluación económica y al caso de negocio, debido a que PTRI rehabilitó las plantas reformadoras consideradas para esta oportunidad.

Por su parte, Pemex Logística (PLOG) se encuentra desarrollando en asociación con dos compañías privadas el proyecto Peninsular mediante la sociedad de propósito específico denominada "Ductos el Peninsular", al respecto se continúa en las negociaciones para la firma del Convenio de Accionistas, y, para el caso del Proyecto Tolteca, se tuvieron avances en el avalúo al terreno por Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN), así como en protocolizar la subdivisión del terreno con las autoridades del estado de Hidalgo.

De acuerdo con los avances en la ejecución de las oportunidades incluidas en el Plan de Negocios, es necesario reenfocar los recursos hacia aquellas que permitan su materialización de manera efectiva, rentable y sustentable.

Consideraciones finales

En 2018, PEMEX tuvo una mejora en su balance financiero, registró por segundo año consecutivo una mejora en EBITDA⁶ y tuvo un rendimiento integral positivo. No obstante lo anterior, la empresa continúa enfrentando grandes retos para fortalecer su posición financiera y revertir tanto la caída en la plataforma de producción, como los resultados negativos en transformación industrial.

Durante 2018, los ingresos de PEMEX fueron mayores a los obtenidos en 2017, pero este incremento no se tradujo en una mejora significativa en las finanzas de la empresa debido, en gran medida, al incremento en el gasto de mercancía para reventa, así como por el nivel de gasto en obligaciones

⁴ Incluye la participación hasta la licitación 1 de la Ronda 3.

⁵ Ek, Balam, Boluntikú, Sinán, Ogarrío, Rodador, Samaria, Ayatsil, Tekel, Utsil, Cárdenas, Mora, Kunah, Piklis, Trion, Ayin, Xulum, Bacab, Ku, Lum, Maloob y Zaap.

⁶ Utilidad antes de interés, impuestos, depreciación y amortización, deterioro y costo neto del periodo de beneficio a empleados neto de pagos de pensiones y servicio médico.

financieras y fiscales. El nivel de la deuda consolidada implica presiones notables en las finanzas de la empresa.

Ante los grandes retos que aún enfrenta PEMEX, resulta de vital importancia redirigir su estrategia institucional hacia la ejecución responsable y austera del gasto por un lado y, por otro, hacia la atención eficiente de mercados rentables, bajo las premisas de sustentabilidad, seguridad y cuidado al medio ambiente, fomentando así la estabilidad y desarrollo del sector.

La reducción en términos reales, en el monto de inversión asignado en el PEF a PEMEX durante el periodo de 2012 a 2018, ha afectado sustantivamente el desempeño de las líneas de negocio de exploración y producción, así como de transformación industrial.

En 2018 no se alcanzó la meta incluida en el Plan de Negocios para producción de crudo y gas. Sin embargo, herramientas como la migración de campos que actualmente se encuentran en el régimen de asignaciones al régimen de contratos permite acceder a mejores términos fiscales, promoviendo la actividad petrolera en áreas que no habían sido atendidas por falta de financiamiento o de capacidad en la ejecución.

Como resultado de nuevos descubrimientos asociados a las actividades de exploración, así como por extensión en los límites de algunos campos, en 2018 se logró superar la meta de incorporación de reservas 3P. No obstante, es necesario enfocar esfuerzos para la materialización de reservas probadas (1P).

Con respecto a refinación, una constante reducción en la inversión en esta línea de negocios derivó en rezagos en acciones de mantenimiento y rehabilitación, cuyas consecuencias principales fueron disminuciones en la capacidad de procesamiento. Por lo anterior, se debe realizar un esfuerzo en mejorar la infraestructura existente, a fin de alcanzar niveles satisfactorios de refinación, confiabilidad y costos.

En materia de logística, PEMEX debe de enfocarse en mercados prioritarios, como lo es almacenamiento para fortalecer su posición, así como robustecer las medidas para prevenir y combatir el robo de combustibles. En el caso de los petroquímicos, la falta de materia prima representa un reto para PFER y PETI.

Por su parte, la confiabilidad operacional a lo largo de toda la cadena de valor ha presentado una brecha cada vez más importante en el tiempo, en tal sentido, es indispensable que se fortalezca la asignación de recursos a tareas de mantenimiento y la planeación de rehabilitaciones a la infraestructura existente.

El Consejo de Administración seguirá viendo por los intereses de Petróleos Mexicanos, asegurando el cumplimiento de la legislación y el marco regulatorio vigente. Las decisiones del Consejo seguirán apostando por la generación de valor, así como por el cumplimiento de las metas del Plan de Negocios y del resto de los programas operativos, de estrategia y de ahorro, que permitan fortalecer la posición competitiva de la empresa en el sector.

10. Información general

10.1 Dictamen del auditor externo a los estados financieros



KPMG Cárdenas Dosal, S.C.
Marcel Ávila Camacho 176 P1,
Reforma Social, Miguel Alemán,
C.P. 11650, Ciudad de México.
Teléfono: +01 551 5246 3300
kpmg.com.mx

Informe de los Auditores Independientes

Al H. Consejo de Administración

Petróleos Mexicanos, Empresa Productiva del Estado.

(Cifras en miles de pesos)

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias y sus compañías subsidiarias (PEMEX), que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018, los estados consolidados de pérdida integral, de cambios en el patrimonio (déficit) y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y notas que incluyen un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias y sus compañías subsidiarias, al 31 de diciembre de 2018, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección Responsabilidades de los auditores en la auditoría de los estados financieros consolidados de nuestro informe. Somos independientes de PEMEX de conformidad con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en México y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Incertidumbre material relacionada con negocio en marcha

Como se menciona en la nota 24 e) a los estados financieros consolidados adjuntos, en el ejercicio que terminó el 31 de diciembre de 2018, PEMEX sufrió una pérdida neta de \$180,419,837; además, a esa fecha tiene un déficit acumulado por \$1,459,405,432 y el estado de situación financiera muestra un exceso de pasivos circulantes sobre activos circulantes de \$54,666,333. Estas cuestiones, aunadas a su régimen fiscal, al incremento significativo de su endeudamiento y a la disminución de su capital de trabajo; indican la existencia de una incertidumbre material que puede crear una duda sustancial sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha. Nuestra opinión no ha sido modificada en relación con esta cuestión.



Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor relevancia en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del periodo 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 estos, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones. Además de la cuestión clave descrita en la sección "Incertidumbre material relacionada con negocio en marcha", hemos determinado las siguientes cuestiones clave de auditoría a comunicar en nuestro informe.

Deterioro de activos de larga duración- pozos, ductos, propiedades, planta y equipo

Ver Nota 15 a los estados financieros consolidados.

Cuestión Clave de Auditoría	De qué manera se trató la cuestión clave en nuestra auditoría
<p>El proceso para la determinación del deterioro de activos de larga duración es complejo e involucra juicios significativos por parte de la Administración, principalmente en las unidades de negocio de exploración.</p> <p>Las pérdidas constantes, aunadas a la volatilidad del tipo de cambio del peso frente al dólar y del precio del crudo, así como la reducción en gastos para el mantenimiento de pozos, ductos y propiedades, planta y equipo, fueron identificadas por la administración como indicadores de deterioro.</p> <p>Por lo anterior, hemos considerado el deterioro de los activos de larga duración como una cuestión clave de auditoría.</p>	<p>Nuestro procedimientos de auditoría, incluyeron entre otros, los siguientes:</p> <p>Cuestionamos la razonabilidad de la metodología utilizada para la determinación del deterioro, incluyendo el cambio en estimado contable por la modificación en la metodología utilizada en Pemex Exploración y Producción.</p> <p>Analizamos la determinación de las unidades generadoras de efectivo, verificando el cumplimiento con la norma contable.</p> <p>Analizamos y cuestionamos la determinación de los flujos de efectivo futuros; revisando las hipótesis utilizadas para la determinación de estos flujos como: tasa de descuento, tipos de cambio, niveles de producción, precios estimados y costos y gastos operativos asociados.</p> <p>Conciliamos datos utilizados en el cálculo con documentación soporte interna y externa, incluyendo tendencias de la industria, datos de producción, precios, etc.</p> <p>Involucramos a nuestros especialistas en valuación para revisar la determinación de las tasas de descuento y los precios utilizados en el cálculo.</p> <p>Observamos el adecuado registro y las revelaciones contables relativas al deterioro de los activos de larga duración.</p>



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 adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material, debida 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, según corresponda, las cuestiones relacionadas con negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha, excepto si la Administración tiene intención de liquidar a PEMEX o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

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

Responsabilidades de los auditores en la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de si los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de desviación material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado 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, debida 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 nuestra opinión. El riesgo de no detectar una desviación material debida a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debida 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, la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de negocio en marcha y, basados en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que PEMEX deje de ser un negocio en marcha.



Pérdidas no operativas por mercado ilícito de combustible

Ver Nota 25 a los estados financieros consolidados.

Cuestión Clave de Auditoría	De qué manera se trató la cuestión clave en nuestra auditoría
<p>La transportación de hidrocarburos y otros productos a través de la red de ductos está sujeta a varios riesgos, incluyendo el mercado ilícito de combustible. En los últimos años, las pérdidas no operativas relacionadas con el mercado ilícito de combustible durante su transportación se incrementaron significativamente.</p> <p>Adicionalmente, a finales de 2018, ciertas declaraciones públicas relacionaron a empleados de PEMEX con el mercado ilícito de combustible durante su transportación, e incrementaron el riesgo de fraude en el proceso de reporte financiero, por lo que la Administración de PEMEX contrató expertos independientes para investigar este hecho.</p> <p>Por lo anterior, hemos considerado las pérdidas no operativas por mercado ilícito de combustible como una cuestión clave de auditoría.</p>	<p>Con la participación de nuestros especialistas forenses realizamos, entre otros, los siguientes procedimientos de auditoría:</p> <p>Análisis de las políticas y procedimientos de la administración relacionados a las pérdidas no operativas por mercado ilícito de combustible.</p> <p>Entrevistas con el personal clave involucrado tanto en el cálculo, como en su registro y monitoreo.</p> <p>Análisis de bases de datos para la identificación de registros contables de alto riesgo, buscando aquellos relacionados con el mercado ilícito de combustible que pudieran tener un impacto en los reportes financieros.</p> <p>Adicionalmente efectuamos procedimientos de acompañamiento con el experto independiente contratado por PEMEX, verificando la razonabilidad de los procedimientos aplicados.</p>

Otras cuestiones

Los estados financieros consolidados de PEMEX, al 31 de diciembre de 2017 y por los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, fueron auditados por otros auditores, quienes con fecha 16 de abril de 2018 emitieron una opinión sin salvedades sobre los mismos.

Otra información

La Administración es responsable de la otra información. La otra información comprende la información incluida en el Reporte Anual correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2018, que deberá presentarse ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y ante la Bolsa Mexicana de Valores (el Reporte Anual), pero no incluye los estados financieros consolidados y nuestro informe de los auditores sobre los mismos. El Reporte Anual se estima que estará disponible para nosotros después de la fecha de este informe de los auditores.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y no expresaremos ningún tipo de conclusión de aseguramiento sobre la misma.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información cuando esté disponible y, al hacerlo, considerar si la otra información es materialmente inconsistente con los estados financieros consolidados o con nuestro conocimiento obtenido durante la auditoría, o si parece ser materialmente incorrecta.

Cuando leamos el Reporte Anual, si concluimos que existe un error material en esa otra información, estamos requeridos a reportar ese hecho a los responsables del gobierno de la entidad.



- Evaluamos la presentación global, 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.
- Obtenemos suficiente y apropiada evidencia de auditoría con respecto a la información financiera de las entidades o líneas de negocio dentro de PEMEX para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la administración, supervisión y desarrollo de la auditoría de grupo. Somos exclusivamente responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con los responsables del gobierno de la entidad en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planeados y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de nuestra 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 de que les hemos comunicado 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 de la mayor relevancia en la auditoría de los estados financieros consolidados 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 de la misma.

KPMG Cárdenas Dosal S. C.

C.P.C Ericka Rangel Cuevas

Ciudad de México, a 22 de abril de 2019.

**Petróleos Mexicanos,
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Estados consolidados de situación financiera

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Activo circulante	2018	2017	Nota	2018	2017
Efectivo y equivalentes de efectivo	81,912,409	97,851,754	8 y 9	191,795,709	157,209,487
Cuentas por cobrar, neto	167,139,778	168,123,028	8 y 10	149,842,712	139,955,378
Inventarios, neto	82,022,568	63,858,930	11	65,324,959	51,004,960
Porción circulante de los documentos por cobrar	38,153,851	2,522,206	8 y 17 a)	24,917,669	23,211,401
Instrumentos de patrimonio	245,440	1,056,918	8	15,895,245	17,745,979
Activos no financieros disponibles para la venta	1,253,638	-	13	-	-
Instrumentos financieros derivados	22,382,277	30,113,454	8 y 19	447,776,294	389,127,185
Total del activo circulante	383,109,961	363,526,290		1,890,490,407	1,880,665,604
Activo no circulante				1,080,542,046	1,258,436,122
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	16,841,545	16,707,364	14	101,753,256	87,677,423
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,402,486,084	1,436,509,326	15	9,528,385	14,194,237
Documentos por cobrar netos de la porción circulante	119,828,598	148,492,909	8 y 17 a)	4,512,312	4,253,928
Impuestos y derechos diferidos	122,784,730	146,192,485	23	3,086,826,406	3,245,227,314
Activos intangibles, neto	13,720,540	14,678,640	16	3,534,602,700	3,634,354,499
Otros activos	6,425,810	5,895,100	17 b)	-	-
Total del activo no circulante	1,682,087,307	1,768,475,824		3,534,602,700	3,634,354,499
Total del activo	5,515,247,268	5,432,002,114		5,425,093,107	5,465,020,103
	\$ 2,075,197,268	\$ 2,132,002,114		\$ 2,075,197,268	\$ 2,132,002,114
				(1,459,405,432)	(1,502,352,385)
				477,118	965,107
				(1,459,882,550)	(1,503,317,492)
				(1,752,732,435)	(1,471,862,579)
				(180,374,350)	(280,844,899)
				71,947,067	(151,887,182)
				356,544,447	356,544,447
				43,730,591	43,730,591
				1,002,130	1,002,130
				71,947,067	(151,887,182)
				(1,459,882,550)	(1,503,317,492)
				(1,752,732,435)	(1,471,862,579)
				(180,374,350)	(280,844,899)
				477,118	965,107
				(1,459,405,432)	(1,502,352,385)
				2,075,197,268	2,132,002,114

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

**Petróleos Mexicanos,
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**
(antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver nota1))

Estados consolidados del resultado integral

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2018	2017	2016
Ventas netas:				
En el país	7	\$ 960,559,538	877,360,038	670,000,473
De exportación	7	691,886,610	508,539,112	395,118,117
Ingresos por servicios	7	<u>8,673,002</u>	<u>11,130,569</u>	<u>8,974,642</u>
Total de ventas		1,681,119,150	1,397,029,719	1,074,093,232
(Reversal) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	15 e)	(21,418,997)	151,444,560	(331,314,343)
Costo de lo vendido	25	<u>1,199,511,561</u>	<u>1,004,204,880</u>	<u>865,822,221</u>
Rendimiento bruto		<u>503,026,586</u>	<u>241,360,279</u>	<u>539,585,354</u>
Otros ingresos, neto	26	23,052,511	5,174,076	22,649,606
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	25	23,774,354	21,889,670	25,231,240
Gastos de administración	25	134,321,481	119,939,454	112,653,533
Pérdidas por deterioro de valor en cuentas por cobrar y otras	10	<u>562,855</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Rendimiento de operación		<u>367,400,407</u>	<u>104,725,231</u>	<u>424,350,187</u>
Ingreso financiero 1		31,557,122	16,165,853	13,749,255
(Costo) financiero 2		(120,727,022)	(117,644,548)	(98,844,464)
(Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto		(22,258,613)	25,338,324	(14,000,987)
Utilidad en cambios, neto		<u>23,659,480</u>	<u>23,184,122</u>	<u>(254,012,743)</u>
		(87,769,033)	(62,956,249)	(353,108,939)
Rendimiento neto en la participación de los resultados de negocios conjuntos asociadas y otras	14	1,527,012	360,440	2,135,845
Rendimiento antes de derechos, impuestos y otros		281,158,386	52,129,422	73,377,093
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	23	469,933,595	338,044,209	277,161,804
Impuestos netos a la utilidad	23	<u>(8,355,372)</u>	<u>(5,064,168)</u>	<u>(12,640,369)</u>
Total de derechos, impuestos y otros		<u>461,578,223</u>	<u>332,980,041</u>	<u>264,521,435</u>
Pérdida neta		<u>\$ (180,419,837)</u>	<u>(280,850,619)</u>	<u>(191,144,342)</u>
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Efecto por conversión		846,191	(6,096,459)	21,386,903
Activos financieros disponibles para la venta		-	5,564,130	207,817
Partida que no será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias actuariales por beneficios a los empleados		<u>222,545,556</u>	<u>12,038,710</u>	<u>106,277,761</u>
Total de otros resultados integrales		<u>223,391,747</u>	<u>11,506,381</u>	<u>127,872,481</u>
Resultado integral total		<u>\$ 42,971,910</u>	<u>(269,344,238)</u>	<u>(63,271,861)</u>
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora		<u>\$ (180,374,350)</u>	<u>(280,844,899)</u>	<u>(191,645,606)</u>
Participación no controladora		<u>(45,487)</u>	<u>(5,720)</u>	<u>501,264</u>
Pérdida neta		<u>\$ (180,419,837)</u>	<u>(280,850,619)</u>	<u>(191,144,342)</u>
Otros resultados atribuibles a:				
Participación controladora		<u>\$ 223,834,249</u>	<u>11,512,259</u>	<u>127,650,318</u>
Participación no controladora		<u>(442,502)</u>	<u>(5,878)</u>	<u>222,163</u>
Total de otros resultados integrales		<u>\$ 223,391,747</u>	<u>11,506,381</u>	<u>127,872,481</u>
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora		<u>\$ 43,459,899</u>	<u>(269,332,640)</u>	<u>(63,995,288)</u>
Participación no controladora		<u>(487,989)</u>	<u>(11,598)</u>	<u>723,427</u>
Resultado integral total		<u>\$ 42,971,910</u>	<u>(269,344,238)</u>	<u>(63,271,861)</u>

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

- 1 Incluye productos financieros por inversiones y ganancia por tasa de descuento de pasivo por taponamiento de pozos en 2018.
- 2 Incluye, principalmente, intereses de la deuda.

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Estados consolidados de ganancias en el patrimonio (M\$ - r)

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2017, 2018

(Con cifras expresadas en miles de pesos)

(Ver nota 24)

	Participación controladora				Deficit acumulado			Participación no controladora	Total patrimonio (deficit)		
	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal	Reserva fiscal	Activo financiero disponible para la venta	Efecto acumulado por conversión	Ganancias (pérdidas) acumuladas por beneficios a empleados	Del ejercicio			De ejercicios anteriores	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ 356,644,447	-43,730,691	1,002,130	(6,564,130)	50,720,022	(208,555,333)	(151,645,606)	(1,280,216,973)	(1,233,994,852)	976,705	(1,233,008,147)
Traspaso a déficit acumulado	-	-	-	-	-	191,645,606	-	-	-	(11,698)	(269,344,238)
Resultado integral total	356,644,447	-43,730,691	1,002,130	5,564,130	(6,097,010)	(2,036,139)	(280,844,999)	(1,471,882,579)	(1,503,317,492)	965,107	(1,502,352,385)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	356,644,447	-43,730,691	1,002,130	-	44,623,012	(196,520,194)	(280,644,999)	(21,957)	(24,957)	-	(21,957)
Ajuste por adopción de IFRS 9 (Nota 4-b)	-	-	-	-	-	(196,520,194)	(280,644,999)	(1,471,887,536)	(1,503,342,419)	965,107	(1,502,377,342)
Saldo ajustado al 1o. de enero de 2018	356,644,447	-43,730,691	1,002,130	-	44,623,012	(196,520,194)	(280,644,999)	(280,844,890)	-	-	-
Traspaso a déficit acumulado	-	-	-	-	1,287,215	222,547,034	(180,371,350)	-	-	(487,989)	42,971,910
Resultado integral total	356,644,447	-43,730,691	1,002,130	-	45,910,227	26,026,840	(180,371,350)	(1,752,732,435)	(1,459,822,550)	477,118	(1,459,405,432)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ 356,644,447	-43,730,691	1,002,130	-	45,910,227	26,026,840	(180,371,350)	(1,752,732,435)	(1,459,822,550)	477,118	(1,459,405,432)

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados

Petróleos Mexicanos,
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias
 (antes Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (ver nota1))

Estados consolidados del flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Actividades de operación:			
(Pérdida) neta	\$ (180,419,837)	(280,850,619)	(191,144,342)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciación y amortización	153,382,040	156,704,513	150,439,491
Amortización de intangibles	2,643,326	-	-
(Reversa) deterioro de propiedades maquinaria y equipo	(21,418,997)	151,444,560	(331,314,343)
Pozos no exitosos	15,443,086	6,164,624	29,106,084
Gastos de Exploración	(2,171,218)	(1,447,761)	(2,022,826)
Pérdida de propiedades maquinaria y equipo	16,885,264	17,063,671	3,771,287
Bajas de activos financieros disponibles para la venta	-	2,808,360	-
Pérdida por venta de activos fijos	-	-	27,882,480
Pérdida por venta de activos financieros disponibles para la venta	-	3,523,748	-
Disminución en activos financieros disponibles para la venta	-	1,360,205	-
Pérdida (utilidad) por venta de compañías	(701,171)	(3,139,103)	(15,211,039)
Deterioro del crédito mercantil	-	-	4,007,018
Efecto de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas, neto	(1,527,012)	(360,440)	(2,135,845)
Dividendos	-	(180,675)	(293,397)
Actualización valor presente provisión de taponamiento	(6,953,200)	7,774,000	11,968,966
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Intereses a cargo	120,727,022	117,644,548	98,844,464
Intereses a favor	(9,520,962)	-	-
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(19,762,208)	(16,685,439)	243,182,764
Subtotal	66,606,133	161,824,192	27,080,762
Fondos utilizados en actividades de operación:			
Impuestos y derechos a la utilidad	446,612,429	375,258,833	311,015,217
Impuestos pagados	(443,785,240)	(372,240,560)	(303,593,175)
Instrumentos financieros con fines de negociación	5,880,442	(38,377,961)	310,905
Cuentas por cobrar a clientes	(286,509)	(27,124,228)	(55,104,439)
Cuentas por cobrar a largo plazo	-	114,693	(3,277,724)
Activos intangibles	-	(5,166,184)	(19,745,821)
Inventarios	(18,163,638)	(17,966,870)	(1,358,878)
Otros activos	(530,711)	(1,972,532)	(2,104,985)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	1,706,268	4,544,794	3,097,660
Proveedores	9,887,334	(11,694,162)	(15,664,703)
Reserva para créditos diversos	(5,950,348)	(7,266,629)	15,585,374
Reserva para beneficios a los empleados	53,604,884	50,065,396	47,293,069
Otros impuestos y derechos	26,205,546	(46,601,312)	(45,431,344)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	141,786,580	63,397,470	(41,898,082)
Actividades de inversión:			
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(94,003,596)	(91,859,465)	(151,408,481)
Documento recibido del Gobierno Federal	2,364,053	-	-
Intereses cobrados por el documento recibido del Gob. Federal	187,615	-	-
Otros documentos por cobrar	1,246,763	-	-
Activos intangibles	(14,957,093)	-	-
Recursos provenientes de la venta de activos financieros disponibles para la venta	-	8,026,836	-
Recursos provenientes de la venta de compañías	4,078,344	3,141,710	22,684,736
Recursos provenientes de la venta de activos fijos	-	-	560,665
Adquisición de negocios	-	-	(4,329,769)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(101,083,914)	(80,690,919)	(132,492,849)
Efectivo excedente para aplicar en actividades de financiamiento	40,702,676	(17,293,449)	(174,390,931)
Actividad de financiamiento:			
Incremento a las aportaciones del Gobierno Federal	-	-	73,500,000
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	899,769,012	704,715,468	841,991,767
Pagos de principal de préstamos	(841,033,392)	(642,059,819)	(614,987,329)
Intereses pagados	(115,289,389)	(108,910,417)	(88,754,141)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(66,553,769)	(46,254,768)	211,750,297
Incremento (decremento) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(15,851,093)	(63,548,217)	37,359,366
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(88,252)	(2,132,542)	16,804,267
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	97,851,754	163,532,513	109,368,880
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	\$ 81,912,409	97,851,754	163,532,513

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(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, mismo que incluye los artículos transitorios que establecen el marco legal que debe implementarse en materia energética.

Como parte de ese marco legal, 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 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 (como se define más adelante), 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, propuesta por el Director General de Petróleos Mexicanos. De conformidad con dicha reorganización, 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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. (la "Reorganización Corporativa"). Las 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.

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 y el 12 de mayo de 2016, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las adecuaciones al Acuerdo de Creación de Pemex Exploración y Producción, mismas que entraron en vigor en la fecha de respectiva 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.

El 13 de julio de 2018, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emitió la Declaratoria de Liquidación y Extinción de Pemex Cogeneración y Servicios, misma que fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de julio de 2018. Pemex Transformación Industrial se subroga en cualquier obligación contraída o derecho adquirido con anterioridad, en México y el extranjero, por Pemex Cogeneración y Servicios que se encuentre vigente al 27 de julio de 2018, fecha en que surtió efectos dicha Declaratoria.

Las principales actividades que llevan a cabo las Entidades Subsidiarias son las que se mencionan en la siguiente hoja.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Pemex Exploración y Producción: La exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país, así como en el extranjero.
- Pemex Transformación Industrial: Las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- Pemex Perforación y Servicios: Proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
- Pemex Logística: Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados, a PEMEX (según dicho término se define más adelante) 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 Fertilizantes: La producción, distribución y comercialización de amoniaco, 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.

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 tiene influencia significativa pero no tiene control o control efectivo sobre sus políticas y operaciones financieras (ver Nota 3 A).

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

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

(2) Autorización y bases de preparación-

Autorización

Con fecha 22 de abril de 2019, fueron autorizados para su emisión estos estados financieros consolidados y sus notas al 31 diciembre de 2018, por los siguientes funcionarios: Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General, Lic. Alberto Velázquez García, Director Corporativo de Finanzas, C.P. Manuel Salvador Cruz Flores, Subdirector de Contabilidad y Fiscal y el C.P. Oscar René Orozco Piliado, Gerente de Contabilidad Central.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Estos estados financieros consolidados y sus notas se presentarán, para su aprobación, en la siguiente sesión del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, 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 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.

Los asuntos de valoración de auditoría son informados al Comité de Auditoría. Este es el primer conjunto de Estados Financieros anuales Consolidados de PEMEX presentados bajo NIIF 15, Ingresos del Contrato con Clientes y NIIF 9, Instrumentos Financieros. Los cambios en las políticas contables significativas se describen en la Nota 4.

Bases de presentación

a) Declaración de cumplimiento

PEMEX preparó estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

b) Bases de medición

Los estados financieros consolidados fueron preparados sobre la base del costo histórico con excepción de las siguientes partidas, que han sido medidas usando una base alternativa.

PARTIDA	BASE DE MEDICIÓN
INSTRUMENTOS FINANCIEROS	Costo amortizado y valor razonable
BENEFICIOS A EMPLEADOS (PLAN DE BENEFICIOS DEFINIDOS)	Valor razonable de los activos del plan menos valor presente de la obligación.
POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPO	Algunos componentes a valor de uso

c) 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 (ver Nota 24-e).

d) Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados de PEMEX se presentan en moneda de informe pesos mexicanos, que es igual a la moneda funcional 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 Productivas Subsidiarias cuentan con autonomía presupuestaria, y se sujetan sólo al balance financiero (diferencia entre los ingresos y el gasto neto total, incluyendo el costo financiero de la deuda pública del Gobierno Federal y de las entidades de control directo) y al techo de gasto de servicios personales que, a propuesta de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) apruebe el Congreso de la Unión, en pesos mexicanos.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- iii. La provisión por beneficios a los empleados representa el 31% y 35% de los pasivos totales de PEMEX al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 (ventas al extranjero, préstamos, etc.), la entidad reguladora en materia monetaria del país (Banco de México), establece que las dependencias de la Administración Pública Federal que no tengan carácter de intermediarios financieros estarán obligadas a enajenar sus divisas al propio Banco de México en los términos de las disposiciones que éste expida, obteniendo a cambio de éstas, pesos mexicanos, que son la moneda de curso legal en el país.

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, dólares americanos 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, y cuando se hace referencia a francos suizos o "₣", se trata de miles de francos suizos. Los tipos de cambio, productos y precios son presentados en unidades.

e) Uso de juicios y estimaciones

Al preparar estos estados financieros consolidados, la administración de PEMEX ha realizado juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas contables y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y los supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas prospectivamente.

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:

- i. Juicios y supuestos e incertidumbre en las estimaciones.

Nota 3-C Instrumentos financieros - determinación del valor razonable y pérdidas crediticias esperadas.

Nota 3-E Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo – valor en uso

Nota 3-F Activos intangibles; gastos de exploración y licencias, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural - método de esfuerzos exitosos

Nota 3-H Deterioro en el valor de los activos no financieros – estimación de flujos de efectivo y determinación de tasa de descuento

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Nota 3-K Provisiones – pasivos ambientales y retiro de activos

Nota 3-L Beneficios a empleados – supuestos e hipótesis actuariales

Nota 3-M Impuestos y derechos sobre la utilidad - evaluación de la recuperación del activo por impuesto diferido.

Nota 3-N Contingencias - evaluación de la probabilidad de una contingencia.

ii. Determinación del valor razonable

Algunas de las políticas y revelaciones contables de PEMEX requieren la medición de los valores razonables de activos y pasivos financieros como de los no financieros.

PEMEX cuenta con un marco de control establecido en relación con la medición de los valores razonables. Esto incluye un equipo de valuación que tiene la responsabilidad general por la supervisión de todas las mediciones significativas del valor razonable, incluyendo los valores razonables de Nivel 3.

La Subdirección de riesgos revisa regularmente los datos de entrada no observables significativos y los ajustes de valuación. Si se usa información de terceros, como cotizaciones de corredores o servicios de fijación de precios, para medir los valores razonables, esta Subdirección evalúa la evidencia obtenida de los terceros para respaldar la conclusión de que esas valuaciones satisfacen los requerimientos de las NIIF, incluyendo el nivel dentro de la jerarquía del valor razonable dentro del que deberían clasificarse esas valuaciones.

Cuando se mide el valor razonable de un activo o pasivo, PEMEX utiliza datos de mercado observables siempre que sea posible. Los valores razonables se clasifican en niveles distintos dentro de una jerarquía del valor razonable que se basa en los datos de entrada usados en las técnicas de valoración, como sigue:

Nivel 1: precios cotizados (no-ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.

Nivel 2: datos de entrada diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa (es decir, precios) o indirectamente (es decir, provenientes de los precios).

Nivel 3: datos o insumos para medir el activo o pasivo que no se basan en datos de mercado observables (datos de entrada no observables).

Si los datos de entrada usados para medir el valor razonable de un activo o pasivo se clasifican en niveles distintos de la jerarquía del valor razonable, entonces la medición del valor razonable se clasifica en su totalidad en el mismo nivel de la jerarquía del valor razonable que la variable de más baja observabilidad que sea significativa para la medición total.

PEMEX reconoce las transferencias entre los niveles de la jerarquía del valor razonable al final del período sobre el que se informa durante el cual ocurrió el cambio.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(3) Políticas contables significativas-

Las políticas contables que se muestran a continuación se han aplicado uniformemente en la preparación de los estados financieros consolidados que se presentan, y han sido aplicadas consistentemente por PEMEX, excepto por lo que se indica en la Nota 4, que incluye los cambios contables reconocidos durante el ejercicio:

A continuación se describen las políticas contables significativas:

A. Bases de consolidación-

Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de Petróleos Mexicanos y los de sus subsidiarias en las que ejerce control.

i. Subsidiarias

Las subsidiarias son entidades controladas por PEMEX. PEMEX controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la inversión y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre esta. Los estados financieros de subsidiarias son incluidos en los estados financieros consolidados desde la fecha en que comienza el control hasta la fecha en que el control cesa.

La información de las subsidiarias se presenta en la Nota 5.

ii. Participaciones no controladoras

Las participaciones no controladoras se miden inicialmente por la participación proporcional de los activos netos identificables de la adquirida a la fecha de adquisición.

Los cambios en la participación de PEMEX en una subsidiaria que no resultan en una pérdida de control se contabilizan como transacciones de patrimonio.

iii. Pérdida de control

Cuando PEMEX pierde control sobre una subsidiaria, da de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria, cualquier participación no controladora relacionada y otros componentes de patrimonio.

Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si PEMEX retiene alguna participación en la ex subsidiaria, esta se mide por el método de participación o a su valor razonable, según sea el caso, a la fecha en la que se pierda el control.

iv. Inversiones contabilizadas bajo el método de participación

Las participaciones de PEMEX en las inversiones contabilizadas bajo el método de participación incluyen las participaciones en asociadas y en negocios conjuntos.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Una asociada es una entidad sobre la que PEMEX tiene una influencia significativa pero no control o control conjunto, de sus políticas financieras y de operación. Un negocio conjunto es un acuerdo en el que PEMEX tiene control conjunto, mediante el cual PEMEX tiene derecho a los activos netos del acuerdo y no derechos sobre sus activos y obligaciones por sus pasivos (operación conjunta).

Las participaciones en asociadas y en el negocio conjunto se contabilizan usando el método de participación. Inicialmente se reconocen al costo, que incluye los costos de transacción. Después del reconocimiento inicial, los estados financieros consolidados incluyen la participación de PEMEX en los resultados y el resultado integral de las inversiones contabilizadas bajo el método de la participación, hasta la fecha en que la influencia significativa o el control conjunto 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 asociadas y negocios conjuntos se presenta en la Nota 14.

v. Transacciones eliminadas en la consolidación

Los saldos y transacciones intercompañía y cualquier ingreso o gasto no realizado que surja de transacciones intercompañía grupales, son eliminados. Las ganancias no realizadas provenientes de transacciones con sociedades cuya inversión es reconocida según el método de la participación son eliminadas de la inversión en proporción de la participación de PEMEX en la inversión. Las pérdidas no realizadas son eliminadas de la misma forma que las ganancias no realizadas, pero solo en la medida que no haya evidencia de deterioro.

B. Moneda extranjera-

i. Transacciones en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional respectiva de las entidades de PEMEX en las fechas de las transacciones.

Al final de cada periodo sobre el que se informa: (a) las partidas monetarias en moneda extranjera se convertirán utilizando la tasa de cambio de cierre; (b) las partidas no monetarias en moneda extranjera, que se midan en términos de costo histórico, se convertirán utilizando la tasa de cambio en la fecha de la transacción; y (c) las partidas no monetarias que se midan al valor razonable en una moneda extranjera, se convertirán utilizando las tasas de cambio de la fecha en que se mide este valor razonable. Las diferencias en conversión de moneda extranjera generalmente se reconocen en resultados y se presentan dentro de rendimiento (pérdida) en cambios.

Se reconocen en otros resultados integrales las diferencias en moneda extranjera surgidas de la conversión de una inversión en instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales activos financieros disponibles para la venta en 2017 (excepto en caso de deterioro cuando las diferencias de moneda extranjera que se hayan reconocido en otros resultados integrales se reclasifican a resultados).

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

ii. Operaciones en el extranjero

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.

Las diferencias en conversión de moneda extranjera se reconocen en otros resultados integrales y se presentan en el efecto por conversión, excepto cuando la diferencia de conversión se distribuye a la participación no controladora.

En la disposición total o parcial de una operación en el extranjero en la que se pierde el control, la influencia significativa o el control conjunto, el importe acumulado en el efecto de conversión relacionada con esa operación en el extranjero deberá reclasificarse al resultado como parte de la ganancia o pérdida de la disposición. Si PEMEX dispone de parte de su participación en una subsidiaria, pero retiene el control, la proporción relevante del importe acumulado se redistribuye a la participación no controladora. Cuando PEMEX dispone solo de una parte de una asociada o negocio conjunto y al mismo tiempo retiene la influencia significativa o el control conjunto, la proporción correspondiente del importe acumulado se reclasifica al resultado.

C. Instrumentos financieros-

i. Reconocimiento y medición inicial

Los activos y pasivos financieros – incluyendo cuentas por cobrar y pagar – se reconocen inicialmente cuando estos activos se originan o se adquieren, o cuando estos pasivos se emiten o asumen, ambos contractualmente.

Los activos financieros y los pasivos financieros (a menos que sea una cuenta por cobrar o por pagar sin un componente de financiamiento significativo) se miden y reconocen inicialmente a su valor razonable más, en el caso de activos o pasivos financieros no medidos a valor razonable con cambios en éste, llevados a través de resultado integral, los costos de transacción directamente atribuibles a su adquisición o emisión, cuando en lo subsecuente se midan a su costo amortizado. Una cuenta por cobrar sin un componente de financiamiento significativo se mide inicialmente al precio de la transacción.

ii. Clasificación y medición posterior

Activos financieros – Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

En el reconocimiento inicial, un activo financiero se clasifica como medido a: costo amortizado; a valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCORI)- inversión en deuda; a VRCORI – inversión en patrimonio; o a valor razonable con cambios en resultados (VRCR).

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si PEMEX cambia su modelo de negocio por uno para gestionar los activos financieros, en cuyo caso todos los activos financieros afectados son reclasificados en el primer día del primer período sobre el que se informa posterior al cambio en el modelo de negocio.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

ACTIVO FINANCIERO A:	MEDICIÓN:
COSTO AMORTIZADO	<p>Un activo financiero deberá medirse al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCR:</p> <ul style="list-style-type: none"> - el activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros para obtener flujos de efectivo contractuales; y - las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente (Soló Pago de Principal e Intereses, o SPPI por sus siglas).
INVERSIÓN EN DEUDA	<p>Una inversión en deuda deberá medirse al VRCORI si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCR:</p> <ul style="list-style-type: none"> - el activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto obteniendo los flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y - las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente (SPPI).
INVERSIÓN DE PATRIMONIO	<p>En el reconocimiento inicial de una inversión de patrimonio que no es mantenida para negociación, PEMEX puede realizar una elección irrevocable en el momento del reconocimiento inicial de presentar los cambios posteriores en el valor razonable en otro resultado integral. Esta elección se hace individualmente para cada inversión.</p>

Todos los activos financieros no clasificados como medidos al costo amortizado o al VRCORI como se describe anteriormente, son medidos al valor razonable con cambios en resultados. Esto incluye todos los activos financieros derivados (ver Nota 19). En el reconocimiento inicial, PEMEX puede designar irrevocablemente un activo financiero que de alguna otra manera cumple con el requerimiento de estar medido al costo amortizado o al VRCORI como al VRCR si haciéndolo elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento que surgiría en otro caso.

Activos financieros: Evaluación del modelo de negocio – Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

PEMEX realiza una evaluación del objetivo del modelo de negocio en el que se mantiene un activo financiero a nivel de portafolio, ya que esto es el que mejor refleja la manera en que se administra el negocio y se entrega la información a la Administración. La información considerada incluye:

- las políticas y los objetivos señalados para el portafolio y la operación de esas políticas en la práctica. Estas incluyen si la estrategia de la Administración se enfoca en cobrar ingresos por intereses contractuales, mantener un perfil de tasa de interés concreto o coordinar la duración de los activos financieros con la de los pasivos que dichos activos están financiando o las salidas de efectivo esperadas, o realizar flujos de efectivo mediante la venta de los activos;

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- cómo se evalúa el rendimiento del portafolio y cómo este se informa a la Administración de PEMEX;
- los riesgos que afectan al rendimiento del modelo de negocio (y los activos financieros mantenidos en el modelo de negocio) y, en concreto, la forma en que se gestionan dichos riesgos;
- cómo se retribuye a los gestores del negocio (por ejemplo, si la compensación se basa en el valor razonable de los activos gestionados o sobre los flujos de efectivo contractuales obtenidos); y
- la frecuencia, el volumen y la oportunidad de las ventas en periodos anteriores, las razones de esas ventas y las expectativas sobre la actividad de ventas futuras.

Las transferencias de activos financieros a terceros en transacciones que no califican para la baja en cuentas no se consideran ventas para este propósito, de forma consistente con el reconocimiento continuo de los activos por parte de PEMEX.

Los activos financieros que son mantenidos para negociación y cuyo rendimiento es evaluado sobre una base de valor razonable son medidos al valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros: Evaluación de si los flujos de efectivo contractuales SPPI – Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

Para propósitos de esta evaluación, el monto del "principal" se define como el valor razonable del activo financiero en el momento del reconocimiento inicial. El "interés" se define como la contraprestación por el valor temporal del dinero en el tiempo y por el riesgo crediticio asociado con el importe principal pendiente, durante un período de tiempo concreto y por otros riesgos y costos básicos de los préstamos (por ejemplo, el riesgo de liquidez y los costos administrativos), así como un margen de utilidad.

Al evaluar si los flujos de efectivo contractuales son SPPI, PEMEX considera los términos contractuales del instrumento. Esto incluye evaluar si un activo financiero contiene una condición contractual que pudiera cambiar la oportunidad o importe de los flujos de efectivo contractuales de manera que no cumpliría esta condición.

Al hacer esta evaluación, PEMEX toma en cuenta:

- eventos contingentes que cambiarían el importe o la oportunidad de los flujos de efectivo;
- términos que podrían ajustar la tasa del cupón, incluyendo las características de tasa variable;
- características de pago anticipado y prórroga; y
- términos que limitan el derecho de PEMEX a los flujos de efectivo procedentes de activos específicos (por ejemplo, características de sin "sin recursos").

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Una característica de pago anticipado es consistente con el criterio de únicamente pago del principal e intereses si el importe del pago anticipado representa sustancialmente los importes no pagados del principal e intereses sobre el importe principal, que puede incluir compensaciones adicionales razonables para el término anticipado del contrato. Adicionalmente, en el caso de un activo financiero adquirido con un descuento o prima significativo de su importe nominal contractual, una característica que permite o requiere el pago anticipado de un importe que representa sustancialmente el importe nominal contractual más los intereses contractuales devengados (pero no pagados) (que también pueden incluir una compensación adicional razonable por término anticipado) se trata como consistente con este criterio si el valor razonable de la característica de pago anticipado es insignificante en el reconocimiento inicial.

Activos financieros: Medición posterior y ganancias y pérdidas – Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

Activos financieros al VRCR.	Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en resultados.
Activos financieros al costo amortizado.	Estos activos se miden posteriormente al costo amortizado usando el método del interés efectivo. El costo amortizado se reduce por las pérdidas por deterioro. El ingreso por intereses, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera y el deterioro se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.
Inversiones de deuda a VRCORI	Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. El ingreso por intereses calculado bajo el método de interés efectivo, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera y el deterioro se reconocen en resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en otro resultado integral. En el momento de la baja en cuentas, las ganancias y pérdidas acumuladas en otro resultado integral se reclasifican en resultados.
Inversiones de patrimonio a VRCORI	Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. Los dividendos se reconocen como ingresos en resultados a menos que el dividendo claramente represente una recuperación de parte del costo de la inversión. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en otro resultado integral y nunca se reclasifican en resultados.

Activos financieros – Política aplicable antes del 1 de enero de 2018

Los instrumentos financieros se clasificaban antes del 1 de enero de 2018 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) Instrumentos Financieros Derivados (IFD). Según el caso, PEMEX determinaba la clasificación de los instrumentos financieros al momento de su reconocimiento inicial.

En la hoja siguiente, se mencionan las políticas aplicables antes del 1o. de enero de 2018 de los instrumentos financieros que operaba PEMEX en esa fecha.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados

Un instrumento financiero se reconoció a valor razonable con cambios en resultados si estaba clasificado como mantenido para negociación o era designado como tal en el reconocimiento inicial. Los activos financieros se designaron a valor razonable con cambios en resultados si PEMEX administraba tales inversiones y tomaba 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 se reconocieron en resultados a medida que se incurrieran. Estos instrumentos financieros se reconocieron a valor razonable y los cambios correspondientes, considerando cualquier ingreso por dividendo, fueron reconocidos en los estados consolidados del resultado integral.

Activos financieros disponibles para la venta

Los activos financieros disponibles para la venta antes del 1 de enero de 2018 eran instrumentos financieros no derivados que habían sido designados como disponibles para la venta y no fueron clasificados en ninguna de las categorías antes mencionadas. Las inversiones de PEMEX en algunos valores de renta variable se clasificaron como activos disponibles para la venta. Los activos disponibles para la venta se reconocieron inicialmente a valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible.

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

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

Préstamos y partidas por cobrar

Los préstamos y partidas por cobrar, inicialmente se reconocieron a valor razonable y después del reconocimiento inicial 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 incluyó 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 se valoraron a valor razonable. En el caso de derivados con fines de negociación, los cambios en el valor razonable se llevaron directamente al resultado del período; en el caso de los derivados formalmente designados y que calificaron como IFD con fines de cobertura, éstos son contabilizados siguiendo el modelo de contabilización de cobertura de valor razonable o de flujo de efectivo.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 debían estar separados de los contratos y medidos, reconocidos, presentados y revelados como IFD's, cuando los riesgos económicos y los términos del derivado implícito no sean claros y no estén estrechamente relacionados con el contrato.

Pasivos financieros: Clasificación, medición posterior y ganancias y pérdidas

En el caso de los pasivos financieros, estos se reconocen inicialmente a su valor razonable, y posteriormente se miden a su costo amortizado. Los pasivos financieros provenientes de la contratación o emisión de instrumentos financieros de deuda se reconocen inicialmente al valor de la obligación que representan (a su valor razonable) y se remedirán subsecuentemente bajo el método de costo amortizado devengado a través de la tasa de interés efectiva, donde los gastos, primas y descuentos relacionados con la emisión, se amortizan a través de la tasa de interés efectiva. El ingreso por intereses y las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.

iii. Baja en cuentas

Activos financieros

PEMEX da de baja en cuentas un activo financiero cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales en una transacción en la que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo financiero, o en la cual PEMEX no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad y no retiene el control sobre los activos financieros.

Cuando PEMEX participa en transacciones en las que transfiere los activos reconocidos en su estado de situación financiera, pero retiene todos o sustancialmente todos los riesgos y ventajas de los activos financieros transferidos, en estos casos, los activos financieros transferidos no son dados de baja.

Pasivos financieros

PEMEX da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado. PEMEX también da de baja un pasivo financiero cuando se modifican sus condiciones y los flujos de efectivo del pasivo modificado son sustancialmente distintos. En este caso, se reconoce un nuevo pasivo financiero con base en las nuevas condiciones al valor razonable.

En el momento de la baja en cuentas de un pasivo financiero, la diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero extinto y la contraprestación pagada (incluyendo los activos distintos de efectivo transferidos o los pasivos asumidos) se reconoce en resultados.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iv. Compensación

Un activo y un pasivo financiero serán objeto de compensación, de manera que se presente en el estado de situación financiera su importe neto, cuando y solo cuando PEMEX tenga, en el momento actual, el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y tenga la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

v. Instrumentos financieros derivados y contabilidad de coberturas

PEMEX mantiene instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera, tasa de interés y precio de commodities relacionados a sus productos. Los derivados implícitos son separados del contrato principal y registrados de forma separada si el contrato principal no es un activo financiero y se cumplen ciertos criterios.

Los derivados se miden inicialmente al valor razonable. Después del reconocimiento inicial, los instrumentos financieros derivados son medidos al valor razonable, y sus cambios generalmente se reconocen en resultados.

Sin embargo, dichos contratos no se contabilizan como coberturas designadas formalmente. Los instrumentos financieros derivados 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. Cualquier ganancia o pérdida que surja de los cambios en el valor razonable de los derivados se reconoce directamente en el estado de resultados.

vi. Deterioro - Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

Instrumentos financieros y activos del contrato

PEMEX reconoce estimaciones de pérdidas crediticias esperadas ("PCE") por:

- los activos financieros medidos al costo amortizado;
- las inversiones en instrumentos de deuda medidas al valor razonable con cambios en otro resultado integral; y
- los activos de contratos

PEMEX mide las estimaciones de pérdidas por un importe igual a las PCE durante el tiempo de vida del activo, excepto por lo siguiente, que se mide como el importe de las PCE de doce meses:

- instrumentos de deuda que se determina que tienen un riesgo crediticio bajo a la fecha de presentación; y
- otros instrumentos de deuda y saldos bancarios para los que el riesgo crediticio (es decir, el riesgo de que ocurra incumplimiento durante la vida esperada del instrumento financiero) no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial.

Las estimaciones de pérdidas por cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato siempre se miden por un importe igual al de las PCE durante el tiempo de vida.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al determinar si el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial y al estimar las PCE, PEMEX considera la información razonable y sustentable que sea relevante y esté disponible sin costos o esfuerzo indebidos. Esta incluye información cuantitativa y cualitativa y análisis, basados en la experiencia histórica de PEMEX y una evaluación de crédito informada e incluyendo información prospectiva.

PEMEX asume que el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente si no se cumple con los términos establecidos en el contrato.

PEMEX considera que un activo financiero está en incumplimiento cuando es probable que el prestatario no cumpla con sus obligaciones contractuales por completo a PEMEX, sin un recurso por parte de PEMEX tal como acciones para la ejecución de la garantía (si existe alguna)

PEMEX considera que un instrumento financiero tiene un riesgo crediticio bajo cuando su calificación de riesgo crediticio es equivalente a la definición globalmente entendida de "grado de inversión". La clasificación de grado de inversión se da a partir de calificaciones crediticias mínimas de Baa3 (Moody's) y BBB- (S&P y Fitch), así como su equivalente en otras agencias calificadoras.

Las PCE durante el tiempo de vida, son las pérdidas crediticias que resultan de todos los posibles sucesos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero, sobre eventos pasados, condiciones actuales y pronósticos de condiciones económicas futuras.

Las PCE de doce meses son la parte de las PCE durante el tiempo de vida del activo que proceden de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de los estados financieros (o un período inferior si el instrumento tiene una vida de menos de doce meses). El período máximo considerado al estimar las PCE es el período contractual máximo durante el que PEMEX está expuesto al riesgo de crédito.

Medición de las PCE

Las pérdidas crediticias esperadas son el promedio ponderado por la probabilidad de las pérdidas crediticias y se miden como el valor presente de las insuficiencias de efectivo (es decir, la diferencia entre el flujo de efectivo adeudado a PEMEX de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que espera recibir).

Las pérdidas crediticias esperadas son descontadas usando la tasa de interés efectiva del activo financiero.

Activos financieros con deterioro crediticio

A la fecha de los estados financieros, PEMEX evalúa si los activos financieros registrados al costo amortizado y los instrumentos de deuda al VRCORI tienen deterioro crediticio. Un activo financiero tiene 'deterioro crediticio' cuando han ocurrido uno o más sucesos que tienen un impacto perjudicial sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

La evidencia de que un activo financiero tiene deterioro crediticio incluye los siguientes datos observables:

- dificultades financieras significativas del emisor o del prestatario;

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora de más de 90 días;
- la reestructuración de un préstamo o adelantos por parte de PEMEX en términos que este no consideraría de otra manera;
- es probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- la desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras.

Presentación de la estimación para PCE en el estado de situación financiera.

Las estimaciones de pérdida para los activos financieros medidos al costo amortizado se deducen del importe en libros bruto de los activos.

En el caso de los instrumentos de deuda a VRCOI, la estimación de pérdida debe reconocerse antes de incorporar el cambio en su valor razonable, con cargo en resultados, reclasificándose en otros resultados integrales.

Castigos

El importe en libros bruto de un activo financiero se castiga cuando PEMEX no tiene expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o una porción de este. En el caso de los clientes individuales, la política de PEMEX es castigar el importe en libros bruto cuando el activo financiero tiene una mora con base en la experiencia histórica de recuperación de activos similares. En el caso de los clientes corporativos PEMEX hace una evaluación individual de la oportunidad y el alcance del castigo con base en si existe o no una expectativa razonable de recuperación. No obstante, los activos financieros que son castigados podrían estar sujetos a acciones legales a fin de cumplir con los procedimientos de PEMEX para la recuperación de los importes adeudados.

Deterioro - Política aplicable antes del 1 de enero de 2018

PEMEX evaluó en cada fecha de presentación de información si existían indicios de que un activo financiero o grupo de activos financieros se había deteriorado, en cuyo caso se procedió a determinar el importe recuperable del activo. Se consideró que un activo financiero o un grupo de activos financieros estaba deteriorado, si, y solo si, existía evidencia objetiva de deterioro, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial del activo y que el evento de pérdida tuviera un impacto en los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

La evidencia de deterioro podía incluir indicios de que los deudores o un grupo de deudores estaban experimentando dificultades financieras significativas, morosidad, falta de pago de interés o capital, probabilidad de que sufrieran quiebra u otra reorganización financiera y cuando los datos observables indicaban que existía 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 fueron:

- Deterioro de activos financieros a costo amortizado

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La pérdida por deterioro de los activos financieros llevados a costo amortizado se midió 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 reconoció en el resultado del período.

Si, en períodos posteriores, el importe de la pérdida por deterioro disminuyó y la disminución pudo ser objetivamente relacionada con un evento posterior al reconocimiento del deterioro, la pérdida por deterioro previamente reconocida se revertió 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 era una evidencia objetiva de deterioro de valor.

Cuando existía evidencia objetiva de que el activo sufrió deterioro, la pérdida acumulada reconocida en otro resultado integral se reclasificó del patrimonio al resultado del ejercicio, aunque el activo no hubiera sido dado de baja.

Si en un período posterior, el valor razonable de un instrumento de deuda clasificado como disponible para la venta se incrementaba, y dicho incremento podía 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 revertió reconociendo el importe de la reversión en el resultado del período.

D. 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 incluye 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.

E. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo-

- i. Reconocimiento y medición

Los elementos de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se registran al costo, que incluye los costos por préstamos capitalizados, menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 reconocen 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 valor presente de los costos 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 con 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.

Si partes significativas de un elemento de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo tienen una vida útil distinta, se contabilizan como elementos separados (componentes significativos) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

El valor capitalizado de los arrendamientos financieros se incluye dentro del rubro pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida procedente de la disposición de un elemento de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se reconoce en resultados.

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.

ii. Desembolsos posteriores

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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iii. Depreciación

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

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

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.

Las vidas útiles estimadas de elementos de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo para el período actual y comparativo se muestran en la Nota 15.

La vida útil de un componente se revisa y se reconoce de forma prospectiva si las expectativas difieren de las estimaciones previas.

F. Activos intangibles; gastos de exploración y licencias, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural-

Los activos intangibles, incluyen principalmente, gastos de exploración, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural, derechos de vía y licencias de software.

i. Activos intangibles

Los activos intangibles adquiridos por separado se miden en el momento del reconocimiento inicial a su costo de adquisición. Después del reconocimiento inicial, los activos intangibles se valúan a su costo de adquisición menos la amortización acumulada bajo el método de línea recta durante su vida útil estimada y las pérdidas por deterioro acumuladas.

Los derechos de vía y licencias de software se agotan con base en su periodo contractual o a la vida remanente del activo al cual se encuentran asociados, el menor.

Las vidas útiles estimadas de elementos de activos intangibles para el período actual y comparativo se muestran en la Nota 16.

Las vidas útiles y los valores residuales se revisan a cada fecha de presentación y se ajustan si es necesario.

ii. Gastos de exploración y licencias, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural.

Los gastos de exploración, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural se contabilizan utilizando los principios del método contable de los esfuerzos exitosos, como se describe en la hoja siguiente.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Gastos de exploración y evaluación.

Los costos de exploración geológica y geofísica se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos.

Los costos asociados directamente con un pozo de exploración se capitalizan inicialmente como un activo intangible hasta que se complete la perforación del pozo y se evalúen los resultados. Estos costos incluyen la remuneración de los empleados, los materiales y el combustible utilizado, los costos de la plataforma y los pagos realizados a los contratistas.

Si no se encuentran cantidades potencialmente comerciales de hidrocarburos, los costos de los pozos de exploración se cancelan contra el resultado del ejercicio. Si se encuentran hidrocarburos y, sujeto a una actividad de evaluación adicional, es probable que sean capaces de desarrollo comercial, los costos continúan siendo llevados como un activo. Si se determina que el desarrollo no se producirá, los costos se cancelan contra el resultado del ejercicio.

Los costos asociados directamente con la actividad de evaluación realizada para determinar el tamaño, las características y el potencial comercial de una reserva después del descubrimiento inicial de hidrocarburos, incluidos los costos de los pozos de evaluación donde no se encontraron hidrocarburos, se capitalizan inicialmente como un intangible activo. Cuando se determinan las reservas probadas de petróleo y gas natural y el desarrollo es aprobado por la gerencia, los gastos relevantes se transfieren pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Los pozos de exploración con antigüedad mayor a 12 meses son reconocidos como gasto, salvo cuando: i.- se encuentren en un área que requiera de inversiones de capital mayores antes de que la producción pueda iniciar, ii.- se hayan descubierto cantidades de reservas que resulten comercialmente productivas, y iii.- estén sujetos a futuras actividades de exploración o valuación, bien sea porque se esté llevando a cabo la perforación de pozos exploratorios adicionales o ésta planeado hacerse en el futuro cercano.

PEMEX hace evaluaciones periódicas de las cantidades incluidas en el activo fijo para determinar si la capitalización inicial es apropiada y si ésta debe continuar. Los pozos de exploración capitalizados con antigüedad mayor a 12 meses están sujetos a una evaluación adicional en cuanto a si los hechos y circunstancias han cambiado y, por lo tanto, si las condiciones descritas en el párrafo anterior han dejado de existir.

Gastos de desarrollo

Los gastos en la construcción, instalación y finalización de las instalaciones de infraestructura, como plataformas, tuberías y la perforación de pozos de desarrollo, incluidos los pozos de servicio y de desarrollo o delineación no exitosos, se capitalizan dentro de propiedades, planta y equipo y se deprecian al inicio de la producción como se describe en la política contable para propiedades, planta y equipo.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

G. Reserva 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.

H. 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

I. 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 los estados consolidados del resultado integral en forma lineal durante la vigencia del arrendamiento y las rentas variables se cargan a resultados conforme se devengan.

J. Activos mantenidos para la venta-

Los activos no corrientes, o grupos de activos para su disposición compuestos de activos y pasivos, se clasifican como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios si es altamente probable que sean recuperados fundamentalmente a través de la venta y no del uso continuo.

Estos activos, o grupos mantenidos para su disposición, por lo general se miden al menor valor entre su importe en libros y su valor razonable menos los costos de venta. Cualquier pérdida por deterioro del valor de un grupo de activos mantenidos para su disposición se distribuye primero a la plusvalía y luego se prorratea a los activos y pasivos restantes, excepto que no se distribuye esta pérdida a los inventarios, activos financieros, activos por impuestos diferidos y activos por beneficios a los empleados, que continúan midiéndose de acuerdo con las otras políticas contables de PEMEX. Las pérdidas por deterioro del valor en la clasificación inicial como mantenido para la venta o mantenido para distribución a los propietarios y las ganancias y pérdidas posteriores surgidas de la remediación se reconocen en resultado.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Cuando se han clasificado como mantenidos para la venta, los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo no siguen amortizándose o depreciándose, y las inversiones contabilizadas bajo el método de participación dejan de contabilizarse bajo este método.

K. Provisiones-

Las provisiones se determinan descontando los flujos de efectivo futuros esperados usando una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones correspondientes al valor temporal del dinero que el mercado cotice, así como el riesgo específico del pasivo correspondiente. La reversión del descuento se reconoce como costo financiero.

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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

L. Beneficios a empleados-

i. Beneficios a empleados a corto plazo

Los beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidos como gasto cuando se presta el servicio relacionado. Se reconoce una obligación por el monto que se espera pagar si PEMEX posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio proporcionado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada razonablemente.

ii. Plan de contribución definida

Las obligaciones por aportaciones a planes de contribución definida se reconocen en resultados en la medida que los servicios relacionados son prestados por los empleados. Las contribuciones pagadas por anticipado son reconocidas como un activo en la medida en que el pago por anticipado dé lugar a una reducción en los pagos a efectuar o a un reembolso en efectivo.

iii. Plan de beneficios definidos

La obligación neta de PEMEX relacionada con planes de beneficios definidos se calcula de forma separada para cada plan estimando el importe del beneficio futuro que los empleados han ganado en el período actual y en períodos anteriores, descontando ese importe y deduciendo el valor razonable de los activos del plan.

El cálculo de las obligaciones por los planes de beneficios definidos es efectuado anualmente por un actuario calificado usando el método de crédito unitario proyectado. Cuando el cálculo resulta en un posible activo para PEMEX, el activo reconocido se limita al valor presente de los beneficios económicos disponibles en la forma de reembolsos futuros del plan o reducciones en las futuras aportaciones al mismo. Para calcular el valor presente de los beneficios económicos, se debe considerar cualquier requerimiento de financiamiento mínimo.

Las nuevas mediciones del pasivo por beneficios netos definidos, que incluye las ganancias y pérdidas actuariales, el rendimiento de los activos del plan (excluidos los intereses) y el efecto del techo del activo (si existe, excluido el interés), se reconocen de inmediato en otros resultados integrales. PEMEX determina el gasto (ingreso) neto por intereses por el pasivo (activo) por beneficios definidos neto del período aplicando la tasa de descuento usada para medir la obligación por beneficios definidos al comienzo del período anual al pasivo (activo) por beneficios definidos netos, considerando cualquier cambio en el pasivo (activo) por beneficios definidos netos durante el período como resultado de aportaciones y pagos de beneficios. El gasto neto por intereses y otros gastos relacionados con los planes de beneficios definidos se reconocen en resultados.

Cuando se produce una modificación o reducción en los beneficios de un plan, la modificación resultante en el beneficio que se relaciona con el servicio pasado o la ganancia o pérdida por la reducción se reconoce de inmediato en resultados. PEMEX reconoce ganancias y pérdidas en la liquidación de un plan de beneficios definidos cuando esta ocurre.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iv. Otros beneficios a los empleados a largo plazo

La obligación neta de PEMEX en relación con beneficios a los empleados a largo plazo es el importe del beneficio futuro que los empleados han ganado a cambio de sus servicios en el período actual y en períodos anteriores. El beneficio es descontado para determinar su valor presente. Las nuevas mediciones se reconocen en resultados en el período en que surgen.

v. Beneficios por terminación

Los beneficios por terminación son reconocidos en resultados cuando PEMEX no puede retirar la oferta relacionada con los beneficios y cuando PEMEX reconoce los costos de reestructuración. Si no se espera liquidar los beneficios en su totalidad dentro de los 12 meses de la fecha de presentación, estos se descuentan.

M. Impuesto a la utilidad, derechos y regalías-

El gasto por impuesto a la utilidad incluye el impuesto corriente y el diferido. Se reconoce en resultados excepto en la medida en que se relacione con una combinación de negocios, o partidas reconocidas directamente en patrimonio u otros resultados integrales.

Los intereses y multas relacionados con los impuestos a las ganancias, incluyendo los tratamientos fiscales inciertos, se contabilizan bajo la Norma NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes.

i. Impuesto corriente

El impuesto corriente incluye el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre el ingreso o la pérdida gravable del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar relacionado con años anteriores. El importe del impuesto corriente por pagar o por cobrar corresponde a la mejor estimación del importe fiscal que se espera pagar o recibir y que refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos a las ganancias, si existe alguna. Se mide usando tasas impositivas que se hayan aprobado, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado a la fecha de presentación. El impuesto corriente también incluye cualquier impuesto surgido de dividendos.

Los activos y pasivos por el impuesto causado a la utilidad se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

ii. Impuesto diferido

Los impuestos diferidos son reconocidos por las diferencias temporales existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos fiscales. Los impuestos diferidos no son reconocidos para:

- las diferencias temporales del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios, y que no afectó ni a la ganancia o pérdida contable o gravable;
- las diferencias temporales relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y en negocios conjuntos en la medida que PEMEX pueda controlar el momento de la reversión de las diferencias temporales y probablemente no serán revertidas en el futuro; y

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- las diferencias temporales gravables que surgen del reconocimiento inicial de la plusvalía.

Se reconocen activos por impuestos diferidos por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales y las diferencias temporales deducibles, en la medida en que sea probable que existan ganancias fiscales futuras disponibles contra las que pueden ser utilizadas. Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en los planes de negocio de PEMEX y la reversión de las diferencias temporales. Si el importe de las diferencias temporales gravables es insuficiente para reconocer un activo por impuestos diferidos, entonces se consideran las ganancias fiscales futuras ajustadas por las reversiones de las diferencias temporales gravables, con base en los planes de negocio de PEMEX. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y se reducen en la medida que deja de ser probable que se realice el beneficio fiscal correspondiente; esas reducciones se reversan cuando la probabilidad de ganancias fiscales futuras mejora.

Al final de cada período sobre el que se informa, una entidad evaluará nuevamente los activos por impuestos diferidos no reconocidos y registrará un activo de esta naturaleza, anteriormente no reconocido, siempre que sea probable que las futuras ganancias fiscales permitan la recuperación de activo por impuestos diferidos.

El impuesto diferido debe determinarse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación a las diferencias temporales en el periodo en el que se reviertan usando tasas fiscales aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha de presentación.

La medición de los impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que PEMEX espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

iii. Otros impuestos, derechos, regalías y contraprestaciones

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 corriente y el impuesto diferido con base en los incisos 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.

Las regalías y contraprestaciones son pagaderas en los contratos de licencia a los que se hace referencia en la Nota 15; las cuales, con base en lo antes mencionado, se reconocen como pasivos y afectando los renglones de costos y gastos relativos a las operaciones que les dieron origen.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

N. 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.

O. Valor razonable-

El 'valor razonable' es el 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 en el mercado principal o, en su ausencia, en un mercado más ventajoso al que PEMEX tiene acceso a esa fecha. El valor razonable de un pasivo refleja su riesgo de incumplimiento.

Algunas de las políticas y revelaciones contables de PEMEX requieren la medición de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros (ver Nota 8).

Cuando está disponible, PEMEX mide el valor razonable de un instrumento usando el precio cotizado en un mercado activo para ese instrumento. Un mercado se considera activo si las transacciones de los activos o pasivos tienen lugar con frecuencia y volumen suficiente para proporcionar información de precios sobre una base continua.

Si no existe un precio cotizado en un mercado activo, PEMEX usa técnicas de valoración que maximizan el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizan el uso de datos de entrada no observables. La técnica de valoración escogida incorpora todos los factores que los participantes del mercado considerarían al fijar el precio de una transacción.

Si un activo o un pasivo medido a valor razonable tiene un precio comprador y un precio vendedor, PEMEX mide los activos y las posiciones de largo plazo a un precio comprador y los pasivos y posiciones cortas a un precio vendedor.

Normalmente la mejor evidencia del valor razonable de un instrumento financiero en el reconocimiento inicial es el precio de transacción, es decir, el valor razonable de la contraprestación entregada o recibida. Si PEMEX determina que el valor razonable en el reconocimiento inicial difiere del precio de transacción y el valor razonable no tiene un precio cotizado en un mercado activo para un activo o pasivo idéntico ni se basa en una técnica de valoración para la que se considera que los datos de entrada no observables son insignificantes en relación con la medición, el instrumento financiero se mide inicialmente al valor razonable, ajustado para diferir la diferencia entre el valor razonable en el reconocimiento inicial y el precio de la transacción. Posteriormente, esa diferencia se reconoce en resultados usando una base adecuada durante la vida del instrumento, pero nunca después del momento en que la valoración esté totalmente respaldada por datos de mercado observables o la transacción haya concluido.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

P. Ingresos de contratos con clientes-

PEMEX adoptó la NIIF 15 a partir del 1o. de enero de 2018. La información sobre las políticas contables y el efecto de la aplicación inicial de la NIIF 15 se describe en la Nota 4 a).

Q. 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 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.

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.

i. Resultado de operación

El resultado de operación es el resultado generado por las actividades continuas principales que producen ingresos a PEMEX, así como también por otros ingresos y gastos relacionados con las actividades operacionales.

El resultado de operación excluye los ingresos y costos financieros, la participación en el resultado de inversiones contabilizadas bajo el método de la participación y los impuestos a las utilidades.

- Ingresos

Representa los ingresos por la venta de productos y servicios.

- Costo de ventas

El costo de ventas incluye principalmente, compras, costos de producción (depreciación, amortización, gastos asociados al personal y gastos relacionados con el proceso productivo), impuestos y derechos a la producción, deterioro, gastos de exploración, pérdidas no operativas, entre otros.

- Otros ingresos (gastos) de operación, 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Gastos de administración

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

- Ingreso financiero y costo financiero y ganancia o pérdida neta por activos financieros derivados al valor razonable con cambios en resultados

Ingreso financiero

Los ingresos financieros incluyen: ingreso por intereses, ingresos financieros y otros ingresos de operaciones financieras entre PEMEX y terceros.

Costo Financiero

Los costos financieros se componen de gastos por intereses, comisiones y otros gastos relacionados con las operaciones de financiamiento de PEMEX menos cualquier porción del costo de financiamiento que se capitaliza.

Al calcular los ingresos y gastos por intereses, la tasa de interés efectiva se aplica al importe en libros bruto del activo (cuando el activo no tiene deterioro crediticio) o al costo amortizado del pasivo. Sin embargo, los ingresos por intereses de los activos financieros con deterioro crediticio después del reconocimiento inicial, se calculan aplicando la tasa de interés efectiva al costo amortizado del activo financiero. Si el activo deja de estar deteriorado, el cálculo de los ingresos por intereses vuelve a la base bruta.

Pérdidas y ganancias por instrumentos financieros derivados

Incluye el resultado de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados.

(4) Cambios contables y reclasificaciones-

A. Cambios contables

Pemex adoptó a partir del 1 de enero de 2018 la NIIF 15 Ingresos Procedentes de Contratos de Clientes ("NIIF 15") y la NIIF 9 Instrumentos Financieros ("NIIF 9").

a) NIIF 15

La 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 adoptó a partir del 1 de enero de 2018 la NIIF 15 usando el método acumulado efectivo. Bajo este método, la información comparativa no ha sido reestablecida y continúa bajo NIC 18, NIC 11 e interpretaciones relativas. Al 1 de enero de 2018, no se identificaron contratos no completados significativos, por lo que no hubo impacto material en los estados financieros consolidados por la adopción inicial de esta norma.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Conforme a la NIIF 15, Los ingresos se miden en función de la contraprestación especificada en un contrato con un cliente y se excluyen importes cobrados en nombre de terceros. PEMEX reconoce ingresos cuando se transfiere el control del producto o servicio al cliente.

En el caso de los períodos comparativos, los ingresos se midieron al valor razonable de la contraprestación recibida o por cobrar. Los ingresos por la venta de bienes se reconocieron cuando los riesgos y beneficios significativos de la propiedad se transfirieron al cliente, la recuperación de la contraprestación fue probable, los costos asociados y la posible devolución de bienes se pudieron estimar confiablemente. Los ingresos por prestación de servicios se reconocieron en proporción a la etapa de finalización del trabajo realizado en la fecha de presentación.

Los detalles de los principales impactos generados por la adopción de la NIIF 15 se describen a continuación:

a. Naturaleza de los ingresos de productos y servicios

A continuación, se menciona una descripción de la naturaleza y principales fuentes de los ingresos de PEMEX, ver Nota 6 Segmentos de negocios.

i. Ventas de petróleo crudo

Naturaleza, obligaciones de desempeño y reconocimiento de ingresos

Las ventas de petróleo crudo se realizan al mercado extranjero con base en los plazos de entrega establecidos en los contratos o pedidos. Todas las ventas se realizan mediante el término comercial internacional Free on Board (Incoterm "FOB"). Por lo tanto, los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control del petróleo crudo se ha transferido al cliente, lo que ocurre cuando el producto se entrega en el punto de envío. Las facturas se generan en ese momento y en su mayoría son pagaderas en los plazos establecidos en los contratos o pedidos.

Determinación y asignación del precio de transacción

El precio del producto se determina con base en una fórmula de componentes del mercado y con respecto al crudo vendido y de acuerdo con las disposiciones de la Gerencia de Estrategias de Negociación de Hidrocarburos.

Para las ventas de petróleo crudo del mercado internacional, los ingresos se reconocen con un precio provisional, que se somete a ajustes posteriores hasta que el producto haya llegado al puerto de destino. En algunos casos, puede haber un período de hasta 2 meses para determinar el precio de venta final, cuando se trata de ventas al mercado europeo, Medio Oriente y Asia.

Los contratos de venta de petróleo crudo consideran las posibles reclamaciones de los clientes debido a la calidad del producto, el volumen o las demoras en el embarque, que se estiman en el precio de la transacción.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por lo tanto, debido a la implementación de la NIIF 15, los principales impactos en el reconocimiento de ingresos con respecto al año anterior son los siguientes:

NIIF 15	NIC 18
Para pedidos que tienen variaciones en el precio, los ingresos se ajustan en la fecha de cierre de cada período. Las variaciones posteriores en el valor razonable se reconocen conforme a la IFRS 9.	Para los pedidos que tienen variaciones en el precio, los ingresos se ajustaron a la llegada del producto a su destino final y se define el precio final.
Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables tales como reclamos de calidad y volumen, retrasos en el embarque, etc.	Se reconoció una disminución en los ingresos cuando se conocían los reclamos de calidad y volumen u otras compensaciones variables.

ii. Venta de productos petrolíferos

Naturaleza, obligaciones de desempeño y calendario de reconocimiento de ingresos

Los productos refinados y sus derivados se venden dentro del mercado nacional. La Comisión Federal de Electricidad ("CFE") compra una porción significativa de la producción de combustible líquido, mientras que Aeropuertos y Servicios Auxiliares ("ASA") adquieren la mayor parte del combustible para aviones. Los productos refinados más importantes son gasolina y diésel.

Los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control se transfiere al cliente, lo que ocurre ya sea en el punto de envío o cuando se entrega en las instalaciones del cliente. Por lo tanto, las tarifas de transporte pueden incluirse en el precio de venta del producto y se consideran parte de una única obligación de desempeño dado que el transporte se realiza antes de que se transfiera el control.

Determinación y asignación del precio de transacción

El precio se determina con base en el precio en el punto de entrega, agregando el precio de los servicios prestados (flete, manejo de combustible de aviación, etc.) con las disposiciones y términos establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Existen sanciones por fallas en la entrega y / u obligaciones de pago, así como por reclamaciones de calidad y volumen, que se conocen días después de la transacción.

Por lo tanto, debido a la implementación de la NIIF 15, los principales impactos en el reconocimiento de ingresos con respecto al año anterior son los siguientes:

NIIF 15	NIC 18
Para todos los productos derivados del petróleo, solo existe una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.	Los servicios de transporte y manejo se reconocieron como un ingreso por servicio separado, sobre la base de los precios establecidos en las órdenes de servicio. Los ingresos del servicio también reconocían hasta el punto de entrega.
Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables tales como reclamos de calidad y volumen, etc.	Se reconoció una disminución en los ingresos en el momento en que se conocían las reclamaciones de calidad y volumen u otras compensaciones variables.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iii. Ventas de gas natural

La venta de gas natural, gas licuado de petróleo, nafta, butano, etano y algunos otros productos petroquímicos como derivados de metano, derivados del etano, aromáticos y derivados se llevan a cabo principalmente en el mercado nacional.

Los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control se transfiere al cliente, lo que ocurre cuando se entrega en las instalaciones del cliente. Por lo tanto, las tarifas de transporte pueden incluirse en el precio de venta del producto, y se consideran parte de una única obligación de desempeño dado que el transporte se realiza antes de que se transfiera el control.

Determinación y asignación del precio de transacción

El precio de la transacción se establece en el momento de la venta, incluida la estimación de consideraciones variables tales como capacidad, sanciones, ventas extraordinarias no incluidas en los contratos, ajustes por reclamos de calidad o volumen e incentivos para la compra de productos; que se conocen días después de la transacción.

Por lo tanto, debido a la implementación de la NIIF 15, los principales impactos en el reconocimiento de ingresos con respecto al año anterior son los siguientes:

NIIF 15	NIC 18
Solo hay una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.	El suministro de gas natural, el transporte y la capacidad de combustible se consideraron obligaciones de desempeño. Las ventas de gas natural se registraron como venta de productos, mientras que el monto cobrado a los clientes por el transporte y la capacidad de combustible se reconoció como otro ingreso en el punto de entrega.
Los ingresos se miden inicialmente estimando la compensación variable como reclamaciones de calidad y volumen, etc.	Se reconoció una disminución en los ingresos en el momento en que se conocían las reclamaciones de calidad y volumen u otras compensaciones variables

iv. Servicios de perforación

PEMEX presta servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos. Los servicios se prestan conforme a las órdenes de pedido las cuales incluyen el precio de la transacción determinado a la fecha de la venta. Existen cláusulas de ajustes por reclamaciones de calidad o volumen o incentivos por la compra de productos, los cuales se conocen días después de la transacción.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por lo anterior y derivado de la implementación de la NIIF 15, a continuación, se muestran los principales impactos en el reconocimiento del ingreso respecto al año anterior:

NIIF 15	NIC 18
Si el cliente se puede beneficiar de los diferentes servicios dentro de una misma orden de servicio de forma separada, cada servicio se considerará como una obligación de desempeño. -Si el cliente no se puede beneficiar por separado y se considere el servicio como un todo, se considerará la orden de servicio como una sola obligación de desempeño.	Se reconocía el ingreso cuando todos los servicios dentro de la misma orden de servicio han sido completados, por lo que se considera toda la orden de servicio como una obligación de desempeño.
Se estima el precio de la transacción considerando los precios establecidos en las ordenes de servicio a la fecha de la venta y se estiman compensaciones variables como penalidades por incumplimiento en entrega, reclamaciones de calidad.	Se reconocía un ingreso por la venta de servicios y posteriormente se reconocía una disminución del ingreso en el momento que se conocían las reclamaciones por calidad o entrega.
Cuando hay una obligación de desempeño no se distribuye el precio, pero en el caso de que se considere que existe más de una obligación de desempeño, se asignará el precio de la transacción conforme al precio por servicio establecido en la orden de servicio.	El precio se determina conforme la orden de servicio como obligación de desempeño.
Se reconoce el ingreso a través del tiempo en cuando se preste el servicio.	Se reconocía el ingreso de forma mensual en línea recta, se hubiera o no concluido el servicio.

v. Servicios de logística

PEMEX presta servicios de transporte de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, mediante estrategias de transporte por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de almacenamiento y capacidad para su guarda y manejo. Los precios se encuentran establecidos en los contratos, los cuales también incluyen penalidades.

Por lo anterior y derivado de la implementación de la NIIF 15, en la hoja siguiente, se muestran los principales impactos en el reconocimiento del ingreso respecto al año anterior.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

NIIF 15	NIC 18
<p>En el caso del contrato con CENAGAS, los servicios de operación y mantenimiento por un periodo de un año se consideran una obligación de desempeño, cualquier mantenimiento adicional se considerará una obligación de desempeño separada.</p> <p>-En el resto de los contratos con terceros, en los casos donde dentro de una misma orden de servicio se tengan servicios de transportación y almacenamiento, pueden existir más de una obligación de desempeño, dependiendo del término del servicio.</p>	<p>Todos los servicios se reconocían como una sola obligación de desempeño.</p>
<p>Se estima el precio final considerado:</p> <p>-En el caso con CENAGAS, se considera el precio de la transacción con base en los precios establecidos en el contrato y en las ordenes de servicio de cada mantenimiento adicional.</p> <p>-Para el resto de los contratos, se considera el precio de la transacción con base en los precios establecidos en las ordenes de servicio.</p> <p>-En todos los casos, se estiman compensaciones variables como penalidades por incumplimiento en entrega, reclamaciones de calidad y volumen, etc.</p>	<p>Se registraba la venta del servicio al precio de la fecha de venta sin importar el contrato y se reconocía una disminución del ingreso en el momento que se conocían las reclamaciones por calidad y volumen.</p>
<p>Cuando hay una obligación de desempeño no se distribuye el precio, pero en el caso de que se considere que existe más de una obligación de desempeño, se asignará el precio de la transacción conforme al precio por servicio establecido en la orden de servicio.</p>	<p>El precio se determina conforme la orden de servicio como obligación de desempeño.</p>
<p>Se reconoce el ingreso a través del tiempo en cuando se preste el servicio.</p>	<p>Se reconoce el ingreso de forma mensual en línea recta, se haya o no concluido el servicio.</p>

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

vi. Otros productos:

Etileno percibe ingresos procedentes de las ventas de productos de metano, etano y propileno, así como fertilizantes y sus derivados. La mayoría de las ventas se realizan dentro del mercado nacional. La venta y entrega del producto se realizan al mismo tiempo y debido a que son FOB, el transporte para poner el producto en el destino es anterior a la entrega del producto, por consiguiente, se incluye dentro de la venta del producto. El precio de la transacción es el establecido al momento de la venta junto con la estimación de las contraprestaciones variables, es decir, capacidad, penalizaciones o nominaciones por encima de la base firme, también existen cláusulas de ajustes por reclamaciones de calidad o volumen o incentivos por la compra de productos, los cuales se conocen días después de la transacción. En el caso de los fertilizantes y sus derivados, existen 3 tipos de precios, el precio de lista, precio de cliente minorista (descuento con respecto al precio de lista) y el precio de cliente mayorista (descuento con respecto al cliente minorista).

Por lo anterior y derivado de la implementación de la NIIF 15, a continuación, se muestran los principales impactos en el reconocimiento del ingreso respecto al año anterior:

NIIF 15	NIC 18
Existe solo una obligación de desempeño que incluye el transporte para la entrega a destino.	Se reconocía un ingreso por la venta de los productos y otro por el transporte.
Se estima el precio del producto en la fecha de la venta y considerado compensaciones variables como reclamaciones por calidad y volumen, etc.	Se registra la venta con el precio al momento de la venta y entrega del producto y posteriormente se reconoce una disminución del ingreso en el momento que se conocían las reclamaciones por calidad y volumen.
Solo hay una obligación de desempeño por lo que el precio no se distribuye.	La venta de producto, fletes y otros servicios, tenían sus propios precios.

b) NIIF 9

En julio de 2014, el IASB finalizó la reforma de la contabilidad de instrumentos financieros y emitió la NIIF 9 Instrumentos Financieros (NIIF 9), 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 reemplazará la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición (NIC 39) a partir de su fecha de vigencia.

PEMEX ha adoptado la Norma NIIF 9 emitida en julio de 2014 con fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2018. Los requerimientos de la Norma NIIF 9 representan un cambio significativo respecto de la Norma NIC 39.

A continuación se resumen la naturaleza y efectos de los cambios significativos en las políticas contables de PEMEX por la adopción de la Norma NIIF 9.

Como resultado de la adopción de la Norma NIIF 9, PEMEX adoptó modificaciones consecuentes con la Norma NIC 1 Presentación de Estados Financieros que requieren que el deterioro del valor de los activos financieros se presente en una partida separada en el estado consolidado del resultado integral. Anteriormente, el enfoque de PEMEX era incluir el deterioro de los deudores comerciales en otros gastos.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

i. Clasificación de activos financieros y pasivos financieros

La Norma NIIF 9 incluye tres categorías de clasificación principales para los activos financieros: medidos al costo amortizado, VRCORI y VRCR. La clasificación de los activos financieros bajo la Norma NIIF 9 por lo general se basa en el modelo de negocios en el que un activo financiero es gestionado y en sus características de flujo de efectivo contractual. La norma elimina las categorías existentes de la Norma NIC 39 de mantenidos hasta el vencimiento, préstamos y partidas por cobrar y disponibles para la venta. Bajo la Norma NIIF 9, los derivados implícitos en contratos en los que el principal es un activo financiero dentro del alcance de la norma nunca se separan. En cambio, se evalúa la clasificación del instrumento financiero híbrido tomado como un todo.

Por lo que respecta a los pasivos financieros, los criterios actuales de clasificación y medición bajo la Norma NIC 39 se han trasladado a la Norma NIIF 9, incluyendo el criterio para usar la opción de valor razonable. El único cambio que contempla la Norma 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. La adopción de la Norma NIIF 9 no ha tenido un efecto significativo sobre las políticas contables de PEMEX para los pasivos financieros.

ii. Deterioro del valor de activos financieros

La Norma NIIF 9 reemplaza el modelo de "pérdida incurrida" de la Norma NIC 39 por un modelo de "pérdida crediticia esperada" (PCE). El nuevo modelo de deterioro aplica a los activos financieros medidos al costo amortizado, los activos del contrato y las inversiones de deuda al VRCORI, pero no a las inversiones en instrumentos de patrimonio. Bajo la Norma NIIF 9, las pérdidas crediticias se reconocen de forma anticipada lo cual no ocurría bajo la Norma NIC 39.

iii. 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 instrumentos financieros derivados, para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera, tasa de interés y precio de commodities relacionados a sus productos. Pero dichos contratos no se contabilizan como instrumentos designados de coberturas. Los instrumentos financieros derivados 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. Los derivados se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como pasivo financiero cuando el valor razonable es negativo. Cualquier ganancia o pérdida que surja de los cambios en el valor razonable de los derivados se reconoce directamente en el estado de resultados. Esta política aplica a la información comparativa presentada en 2018 y 2017.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iv. Transición

PEMEX ha definido como la fecha de adopción inicial de la Norma NIIF 9 el 1 de enero de 2018, en la fecha de la aplicación inicial y según la disposición transitoria conforme a esta Norma, PEMEX no re-emitará los períodos anteriores con fines comparativos y cualquier diferencia que pudiera surgir como resultado de la adopción de la Norma 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 período inicial de apertura.

Clasificación y Medición

La siguiente tabla explica las categorías de medición según la NIC 39 y las nuevas categorías de medición según la NIIF 9 para cada clase de activos financieros de PEMEX al 1 de enero de 2018:

Activos financieros	Clasificación NIC 39	Clasificación NIIF 9	Valor en libros NIC 39	Valor en libros NIIF 9
Efectivo y equivalente de efectivo	Préstamos y partidas por cobrar	VRCR	\$ 97,851,754	97,851,754
Cuentas por cobrar a corto plazo – neto	Préstamos y partidas por cobrar Activos financieros disponibles para la venta	VRCR Costo Amortizado	170,645,234	*170,670,191
Instrumentos de patrimonio	venta	VRCORI	1,056,918	1,056,918
Instrumentos financieros derivados	VRCR	VRCR	30,113,454	30,113,454
Cuentas por cobrar a largo plazo – neto	Préstamos y partidas por cobrar	Costo Amortizado	148,492,909	*148,492,909
Total activos financieros			\$ 448,160,269	448,185,226

* Las cuentas por cobrar a corto plazo que estaban clasificadas como préstamos y partidas por cobrar bajo la norma NIC 39 ahora se clasifican al costo amortizado. Se reconoció un aumento de \$24,957 en la provisión para deterioro por estas partidas por cobrar en resultados acumulados al 1 de enero de 2018 cuando se realizó la transición a la Norma NIIF 9.

Deterioro

PEMEX ha concluido que los activos financieros más afectados por la estimación de deterioro bajo el modelo de pérdidas crediticias esperadas son las cuentas por cobrar, por otro lado, en relación con los pagarés a largo plazo emitidos por el Gobierno Federal de los cuales PEMEX es tenedor, se realiza la evaluación de deterioro utilizando el método general de cálculo de deterioro contemplado en 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 aplica el enfoque simplificado habilitado por la NIIF 9 para dichos instrumentos.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

PEMEX considera que la aplicación de los requerimientos por deterioro de la NIIF 9 al 31 de diciembre de 2017 no tuvo un impacto significativo en las reservas al 1 de enero de 2018. El ajuste al 1 de enero de 2018 de las reservas de activos financieros en la comparación con las pérdidas por deterioro incurridas según la NIC 39 fue de aproximadamente \$24,957.

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 períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018.

La adopción de esta interpretación no originó impactos en los estados financieros consolidados.

B. Reclasificaciones

Con la finalidad de unificar la presentación actual del Estado de Situación Financiera, se realizaron las siguientes reclasificaciones al 31 de diciembre de 2017:

Rubro	Cifra reportada anteriormente	2017	
		Reclasificación	Cifra reclasificada
Cuentas por cobrar, neto ⁽ⁱ⁾	\$ 170,645,234	(2,522,206)	168,123,028
Documentos por cobrar ⁽ⁱⁱ⁾	-	2,522,206	2,522,206
Activos intangibles ⁽ⁱⁱⁱ⁾	9,088,563	5,590,077	14,678,640
Otros activos ^(iv)	11,485,177	(5,590,077)	5,895,100

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- ⁽ⁱ⁾ Para el ejercicio 2017 el rubro de cuentas por cobrar, neto integraba los Documentos por cobrar al Gobierno Federal de corto plazo. A partir del ejercicio 2018 los Documentos por cobrar al Gobierno Federal se presentan como un rubro por separado.
- ⁽ⁱⁱ⁾ Para el ejercicio 2017 los activos intangibles se presentaban como parte del rubro de otros activos; a partir de 2018 se presentan como un rubro por separado.

(5) Entidades subsidiarias y compañías subsidiarias-

Al 31 de diciembre de 2018 and 2017, las Entidades Subsidiarias que se consolidaron son Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Cogeneración y Servicios (hasta el 13 de julio de 2018, fecha en que se emitió la declaratoria de liquidación, ver Nota 1), Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las Compañías Subsidiarias que se consolidaron son las siguientes:

- PEP Marine, DAC. (PEP DAC) ^{(i)(xi)}
- P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV) ^{(i)(iv)}
- P.M.I. Trading, DAC. (PMI Trading) ^{(i)(xii)}
- PEMEX Internacional España, S. A. (PMI SES) ^{(i)(iv)}
- 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)(v)}
- 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)(vii)}
- PMI Campos Maduros SANMA, S. de R. L. de C. V. (SANMA)
- Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. (AGRO)
- PMI Azufre Industrial, S. A. de C. V. (PMI AZIND) ^(ix)
- 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) ⁽ⁱ⁾
- 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) ⁽ⁱⁱⁱ⁾
- PEMEX Finance, Ltd. (FIN) ^(ix)
- 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⁾
- PMX Cogeneración Internacional, S.L. (MG COG) ^(viii)
- PMX Cogeneración S.A.P.I. de C.V. (PMX COG) ^(viii)
- PMX Fertilizantes Holding, S.A de C.V. (PMX FH)
- PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V. (PMX FP)
- Grupo Fertinal (GP FER)

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. (COMESA) ⁽ⁱⁱ⁾
- P.M.I Trading Mexico, S.A. de C.V. (TRDMX) ⁽ⁱⁱⁱ⁾
- Holdings Holanda Services, B.V. (HHS) ^(vi)

(i) Compañías Subsidiarias PMI.

(ii) Compañía con participación no controladora.

(iii) A partir de enero de 2017, esta compañía es incorporada a la consolidación.

(iv) A partir de febrero de 2017, esta compañía se fusionó con HPE.

(v) A partir de junio de 2017, esta compañía se fusionó con SUS.

(vi) Derivado de la escisión de HBV en octubre de 2017, se crea la compañía HHS y es incorporada a la consolidación.

(vii) Esta compañía fue liquidada en 2017.

(viii) A partir del mes de diciembre de 2017, estas compañías son consolidadas por MGAS, debido a la adquisición de sus acciones.

(ix) A partir del mes de agosto 2018, esta compañía es consolidada por MGAS, debido a la adquisición de sus acciones.

(x) El 17 de diciembre de 2018, PEMEX ejerció la opción de compra del total de las acciones de esta compañía por lo que al 31 de diciembre de 2018 ya no forma parte de la participación no controladora.

(xi) A partir del mes de agosto de 2018, se modificó la razón social de P.M.I. Marine, DAC. a PEP Marine, DAC

(xii) A partir del mes de agosto de 2018, se modificó la razón social de P.M.I. Trading, Ltd. a P.M.I. Trading DAC.

(6) 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 (hasta el 27 de julio de 2018, ver nota 1), 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 alrededor de 30 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 CFE una porción significativa de su producción de combustible y a ASA, 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Cogeneración y Servicios percibía ingresos por la cogeneración, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica; asimismo prestaba servicios técnicos y de administración asociados a dichas actividades. Durante 2018 no percibió ingresos. Esta compañía se liquidó el 13 julio de 2018. (ver nota 1).
- 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. 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
Y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2018	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios (1)	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Clientes externos	482,262,631	960,566,229	-	-	-	2,933,424	12,809,114	204,103,954	9,778,796	(1,368,129,035)	1,672,446,148
Interseguimientos	397,199,590	141,997,392	-	3,414,033	63,672,574	65,902	1,636,050	640,362,216	119,762,378	-	8,673,002
Ingresos por servicios	23,110	546,136	-	198,775	4,708,217	4,742	13,379	64,038	3,114,605	-	-
Declaración (reversa) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(65,013,616)	(659,610)	-	-	40,288,338	2,246,264	-	1,719,627	-	-	(21,418,997)
Costo de lo vendido	402,979,694	1,091,796,331	-	(1,350,678)	42,694,683	4,509,981	15,982,951	837,820,025	54,148,722	(1,249,040,048)	1,199,511,561
Rendimiento (pérdida) bruto	541,519,253	11,965,036	-	4,963,486	(14,602,230)	(3,752,177)	(1,495,408)	5,010,556	76,507,067	(119,086,987)	503,026,586
Otros ingresos, neto	12,475,283	5,370,430	1,788	(3,797,729)	(40,069,840)	71,419	149,028	1,791,001	6,771,950	40,269,181	23,052,511
Gastos de distribución y transporte	106,510	26,616,527	-	63	82,755	387,397	251,459	280,407	94,457	(3,462,366)	24,357,209
Gastos de administración	67,988,247	51,613,434	-	965,397	11,592,604	785,983	1,860,759	1,541,092	74,525,804	(76,551,739)	134,321,481
Rendimiento (pérdida) de operación	485,899,779	(60,894,495)	1,788	200,297	(66,347,429)	(4,854,038)	(3,486,598)	4,980,058	10,666,746	1,214,299	367,400,407
Ingreso financiero	94,009,399	7,475,509	1	350,326	1,351,514	4,916	26,565	702,471	142,481,311	(214,844,890)	31,557,122
Costo financiero	(127,343,514)	(1,910,666)	-	(771,639)	(220,721)	(478,044)	(79,335)	(1,379,583)	(202,865,030)	214,321,510	(120,727,022)
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados	(19,132,060)	(11,304)	-	31,051	167,982	(2,577)	(28,542)	362,568	(3,497,812)	(6)	(22,258,613)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neto	28,035,087	(1,707,588)	-	-	-	-	-	920,488	(3,756,451)	-	23,659,480
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	54,149	-	-	-	(1,092)	-	-	1,012,490	(124,094,148)	124,555,613	1,527,012
Impuestos, derechos y otros	469,669,529	-	-	(407,217)	(2,474,189)	-	1,446,202	1,840,409	(8,496,511)	-	461,578,223
(Pérdida) rendimiento neto	(8,146,689)	(57,048,514)	1,789	217,252	(52,575,557)	(5,329,743)	(4,986,112)	4,778,083	(172,576,873)	125,246,527	(180,419,837)
Total de activo circulante	1,109,407,361	238,486,786	-	11,478,067	15,343,841	2,772,995	8,337,752	137,727,664	723,490,973	(1,853,335,478)	393,109,961
Total del activo no circulante	1,023,144,103	283,521,897	-	15,267,696	100,097,224	4,187,744	17,771,292	28,939,309	1,624,995,944	(1,415,837,902)	1,682,087,307
Total del pasivo circulante	334,709,929	155,402,987	-	2,962,370	31,418,555	9,682,768	6,710,315	98,007,805	1,662,808,360	(1,853,926,795)	447,776,294
Total del pasivo no circulante	2,254,024,319	529,484,079	-	10,739,495	10,332,359	106,467	149,750	4,272,341	2,115,660,861	(1,838,945,265)	3,086,826,406
Patrimonio (déficit)	(456,182,784)	(162,878,383)	-	13,043,898	73,690,151	(2,830,496)	19,248,979	64,366,827	(1,430,982,304)	423,098,680	(1,459,405,432)
Depreciación y amortización	124,671,118	19,183,640	-	1,483,248	4,409,226	(246,697)	1,385,445	403,122	2,092,938	-	153,382,040
Costo neto del periodo	33,688,888	51,239,055	-	27,105	191,132	9,162	8,839	(321,683)	26,861,666	2,917,450	114,621,614

(1) Esta Empresa Subsidiaria se liquidó el 27 de julio de 2018. Excepto por ciertos gastos de liquidación incurridos, todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial. (ver Nota 1).

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en miles de pesos)

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	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Clientes externos	\$ 762,637,362	857,456,146	114,253	3,400,456	70,671,871	4,123,006	12,821,648	508,539,112	3,159,238	(1,607,618,061)	1,385,899,150
Interseguimientos	-	150,360,283	-	41,741	3,714,941	642,965	1,565,757	539,193,190	79,031,944	-	11,130,569
Ingresos por servicios	-	6,116,937	334,755	41,741	3,714,941	2,339	26,733	86,621	826,502	-	-
Declaración fideicomiso 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	23,460,548	(3,168,449)	(58,202)	15,801,022	45,777,708	(78,877,388)	241,380,278
Otros ingresos, neto	10,204,045	1,515,538	2,646	(31,454)	(24,134,436)	9,013	23,030	307,212	(6,344,872)	22,823,354	5,174,076
Gastos de distribución y transporte	-	26,049,566	13,581	-	73,526	528,370	334,663	375,482	59,043	(5,544,561)	21,868,670
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)	119,959,454
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	(265,037,306)	16,165,853
Costo financiero	(136,378,338)	(2,386,643)	(19,882)	(795,947)	(2,307,427)	(211,004)	(1,964)	(1,328,827)	(239,003,771)	264,801,255	(117,644,548)
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros o en cambios, neto	(1,613,874)	5,835	-	227,365	613,099	(20,925)	(10,486)	(772,143)	27,718,506	-	25,338,324
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras empresas, neto	10,043,316	4,924,209	-	-	-	-	-	(4,318)	7,411,862	-	23,184,122
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras empresas, neto	(75,195)	485,224	-	-	(74)	-	-	1,049,809	(212,666,494)	211,567,170	360,440
Impuestos, derechos y otros	338,169,260	-	-	276,967	(7,444,967)	-	-	1,972,718	6,063	-	332,980,041
(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	(292,266,613)	211,567,172	(280,850,619)
Total de activo circulante	1,036,063,541	570,380,888	179,807	6,871,148	3,155,476	49,391,784	3,994,381	158,414,445	506,187,594	(1,971,112,774)	363,526,290
Total de activo no circulante	1,021,972,864	286,815,419	-	19,349,601	142,504,209	5,767,980	19,147,664	28,394,454	1,605,553,140	(1,361,029,507)	1,768,475,824
Total del pasivo circulante	284,656,058	459,130,165	531,580	2,201,936	6,455,246	6,455,246	2,183,654	112,046,527	1,439,097,882	(1,961,697,234)	389,127,185
Total del pasivo no circulante	2,285,756,339	617,978,584	-	11,684,489	12,184,880	100,804	125,236	4,796,353	2,148,891,089	(1,836,290,460)	3,245,227,314
Patrimonio (deficit), neto	(512,376,992)	(219,124,442)	(351,773)	12,334,324	135,183,742	2,367,406	20,833,155	69,966,018	(1,476,248,237)	465,845,413	(1,502,352,385)
Depreciación y amortización	127,742,568	17,935,112	-	2,368,123	422,930	4,562,140	1,888,493	(19,798)	2,004,945	-	156,704,513
Costo neto del periodo	32,794,386	52,538,989	-	39,697	(1,939)	(4,954)	(12,561)	16,166	22,703,351	-	108,073,075

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2016	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Clientes externos	\$	648,088,013	51,913	1,981,754	68,316,958	3,873,403	15,392,552	395,118,117	2,646,505	(1,262,468,978)	1,085,118,590
Ingresos por servicios	616,380,615	117,096,378	132,521	70,112	2,813,887	900,464	1,764,438	405,293,283	50,683,175	(379,176)	8,974,642
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(271,709,433)	(52,498,881)			(5,829,520)	1,908	60,141	236,230	473,415		
Costo de lo vendido	389,064,884	823,763,827	166,721	143,956	61,248,584	5,506,198	(1,276,509)	783,691,245	7,260,043	(1,188,959,550)	(831,314,343)
Rendimiento (pérdida) bruto	529,025,164	(515,051)	17,713	1,907,910	15,711,781	(730,423)	4,557,427	16,956,395	46,543,052	(73,888,604)	539,565,354
Otros ingresos, neto	27,346,794	19,964,654		591,704	(27,189,969)	32,710	3,412,711	3,412,711	(906,163)	(666,804)	22,649,606
Gastos de distribución y transportación		50,792,317	8,232	6	148,215	185,168	481,727	229,432	49,162	(26,663,019)	25,931,240
Gastos de administración	54,509,047	34,183,846	32,126	983,560	7,175,451	731,479	2,101,834	1,157,182	60,497,232	(48,719,224)	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	18,992,482	(14,909,525)	875,635	424,350,187
Ingreso financiero	56,040,129	11,056,345		72,995	373,301	4,368	64,582	1,098,079	125,964,466	(180,925,000)	13,749,255
Costo financiero	(109,946,363)	(3,188,892)		(642,711)	(481,741)	(20,217)	(2,980)	(1,342,351)	(163,400,779)	180,193,625	(98,844,464)
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados											
Rendimiento (pérdida) en cambios, neto	(217,166,718)	3,172		(1,570,317)	(1,118,537)	(29,263)	(2,843)	(1,951,959)	(12,052,200)		(14,000,987)
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras		649,520						174,866	(21,441,056)		(254,012,743)
Impuestos, derechos y otros	(21,164)										
	276,647,448			(481,581)	(10,010,686)			7,380,870	(9,014,618)	117,347,804	21,135,845
(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)
Depreciación y amortización	124,329,921	17,425,472	5,860	2,559,357	2,230,557	481,241	1,395,232	86,707	1,931,004		150,439,491
Costo neto del periodo	32,617,215	52,886,397		31,491	30,340	(1,178)	1,424	(552,738)	24,719,602		109,738,416

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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2018	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios (1)	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Ingresos:									
Individuales	\$ 910,443,812	1,105,255,786	-	8,716,657	68,380,791	3,051,428	14,457,543	844,550,208	132,655,779
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(30,958,481)	(2,154,029)	-	(5,103,849)	-	(47,460)	-	-	-
Consolidados	\$ 879,485,331	1,103,101,757	-	3,612,808	68,380,791	3,003,968	14,457,543	844,550,208	132,655,779
Resultado de operación:									
Individuales	\$ 488,151,914	(70,799,130)	1,788	405,574	(97,029,061)	(5,162,552)	(9,520,020)	4,913,736	10,658,746
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(30,958,481)	(2,154,029)	-	(5,103,849)	-	(47,460)	-	-	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(596,889)	12,058,664	-	4,537,200	-	-	-	66,322	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(1,774,227)	-	-	-	-	-	-	-	-
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	30,958,481	-	-	360,372	30,681,632	355,974	6,061,422	-	-
Consolidados	\$ 485,899,779	(60,894,495)	1,788	200,297	(66,347,429)	(4,854,038)	(3,458,598)	4,980,058	10,658,746
Resultados netos:									
Individuales	\$ (5,887,212)	(65,286,932)	1,789	971,701	(85,357,751)	(6,248,709)	(6,144,326)	4,711,761	(172,576,873)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	(30,958,481)	(2,154,029)	-	(5,103,849)	-	(47,460)	-	-	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios a costo de producción	(596,889)	12,058,664	-	3,799,980	-	-	-	66,322	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(1,774,227)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participador	(27,342)	(1,666,217)	-	666	-	610,452	(3,457,006)	-	-
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	30,958,481	-	-	549,420	22,781,528	355,974	-615,220	-	-
Consolidados	\$ 8,146,689	(57,048,514)	1,789	217,252	(62,575,557)	(5,329,743)	(4,986,112)	4,778,083	(172,576,873)

(1) Esta Empresa Subsidiaria se liquidó el 27 de julio de 2018. Todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial. (ver Nota 1).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2018	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios (1)	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Total activos:									
Individuales	\$ 2,161,126,244	567,768,812	-	28,400,765	176,047,827	10,018,775	31,365,663	177,584,447	2,348,486,917
Eliminación de las ventas intersegrmentos, no realizadas	1,557,729	(7,544,007)	-	-	7,184	(26,886)	(5,304)	(408,060)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valor los inventarios al costo de producción	(4,254,421)	(30,320,566)	-	-	-	(47,460)	-	(9,339,859)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(1,774,227)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la revaluación a valor de mercado y la depreciación de los AF	(23,660,467)	-	-	(1,655,002)	(60,523,859)	(1,801,679)	(5,186,318)	(424,850)	-
Transferidos	(562,375)	(7,903,679)	-	-	(90,087)	(1,182,011)	(64,997)	(844,705)	-
Eliminación del método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	8,123	-	-	-	-	-	-	-
Consolidados	\$ 2,132,551,464	522,008,683	-	26,745,763	115,441,065	6,960,739	26,109,044	165,666,973	2,348,486,917
Total pasivos:									
Individuales	\$ 2,588,734,248	689,306,896	-	12,328,030	41,750,914	9,791,235	6,860,065	104,239,692	3,779,469,221
Eliminación de las ventas intersegrmentos, no realizadas	-	(4,419,930)	-	1,373,835	-	-	-	(1,959,546)	-
Consolidados	\$ 2,588,734,248	684,887,066	-	13,701,865	41,750,914	9,791,235	6,860,065	102,280,146	3,779,469,221

(1) Esta Empresa Subsidiaria se liquidó el 27 de julio de 2018. Todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial. (ver Nota 1).

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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	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 interseguimientos, 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)	(72,356)	862,692	(61,696,313)	(7,148,431)	(4,698,638)	14,490,017	(21,628,448)
Eliminación de las ventas interseguimientos, no realizadas	-	(1,223,752)	-	(3,236,935)	-	(26,886)	-	(75,530)	-
Eliminación 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	118,961	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación y deterioro por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos	-	-	-	1,475,376	53,488,972	3,134,974	3,223,449	-	-
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)
Resultados netos:									
Individuales	\$ (150,388,699)	(44,599,751)	(356,862)	345,913	(40,300,942)	(8,616,130)	(5,866,542)	5,200,268	(292,266,613)
Eliminación de las ventas interseguimientos, no realizadas	-	(1,223,752)	-	(3,236,935)	-	(26,886)	-	(75,530)	-
Eliminación 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	1,201,387	7,166,957	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,961	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación y deterioro por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos, neto de su impuesto diferido	-	-	-	1,223,919	39,466,660	3,134,974	3,223,449	-	-
Consolidados	\$ (151,037,384)	(55,786,663)	(82,093)	1,265,560	(833,949)	(4,270,024)	(1,441,726)	12,045,101	(292,266,613)

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	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	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Total activos:										
Individuales										
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	\$ 2,084,553,745	912,770,881	179,807	28,256,876	276,537,764	17,689,305	35,498,783	195,538,239	2,111,740,734	
Eliminación de la utilidad no realizada por valorar los inventarios al costo de producción	858,094	(5,389,977)	-	-	7,183	-	(5,303)	(408,059)	-	-
Eliminación de productos refinados capitalizados	(3,657,242)	(42,379,229)	-	-	-	(26,886)	-	(7,163,664)	-	-
Eliminación de la revaluación a valor de mercado, depreciación y castigo de los AF transferidos, neto de su impuesto diferido	(574,381)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	(22,503,168)	(7,813,492)	-	(2,036,127)	(84,557,831)	(2,185,068)	(9,522,686)	(424,849)	-	-
Eliminación del método de participación	(789,624)	-	-	-	(91,123)	(6,573,856)	(2,828,749)	(732,768)	-	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	118,981	8,124	-	-	-	-	-	-	-	-
Consolidados	\$ 2,058,036,405	857,196,307	179,807	26,220,749	191,895,953	8,923,456	23,142,045	186,808,899	2,111,740,734	
Total pasivos:										
Individuales										
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	2,570,412,397	1,081,528,677	531,580	13,186,297	56,706,251	6,556,050	2,308,890	116,648,398	3,587,988,971	
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	-	(4,419,928)	-	700,128	-	-	-	194,482	-	-
Consolidados	\$ 2,570,412,397	1,077,108,749	531,580	13,886,425	56,706,251	6,556,050	2,308,890	116,842,880	3,587,988,971	
Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2016										
Ingresos:										
Individuales										
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas	\$ 616,380,615	771,597,427	184,434	6,263,093	71,130,845	4,775,775	17,217,131	800,970,076	53,803,095	
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación	-	(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	

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2016	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
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 valor 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 valor 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 del método de participación	6,550	(3,047,030)	346,514	-	-	4,897,988	334,653	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados	118,981	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos	-	-	-	640,702	6,899,211	357,455	5,544,830	-	-
Consolidados	\$ (45,878,653)	(69,865,290)	(34,700)	(142,404)	(10,018,145)	(1,659,482)	2,096,614	11,166,750	(194,251,296)

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información complementaria por zonas geográficas:

	31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Ventas netas:			
En el país	\$ 980,559,538	877,360,038	670,000,473
De exportación:			
Estados Unidos	434,838,159	302,912,999	221,954,461
Canadá, Centro y Sudamérica	11,274,714	13,943,080	14,058,897
Europa	158,900,339	71,470,613	64,348,997
Otros países	86,873,398	120,212,420	94,755,762
	691,886,610	508,539,112	395,118,117
Ingresos por servicios	8,673,002	11,130,569	8,974,642
Total de ingresos	\$ 1,681,119,150	1,397,029,719	1,074,093,232

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

A continuación se muestran los ingresos por productos:

	31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
<u>Nacionales</u>			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	\$ 850,342,124	738,943,017	578,718,674
Gas	110,219,691	116,021,269	59,648,576
Productos petroquímicos	19,997,723	22,395,752	31,633,223
Total ventas en el país	\$ 980,559,538	877,360,038	670,000,473
<u>Exportación</u>			
Petróleo crudo	\$ 482,259,045	356,623,114	288,625,794
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	167,796,526	124,644,353	92,705,248
Gas	34,446,277	22,253,493	20,995
Productos petroquímicos	7,384,762	5,018,152	13,766,080
Total ventas exportación	\$ 691,886,610	508,539,112	395,118,117

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en miles de pesos)

(7) Ingresos-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los ingresos se integran como se muestra a continuación:

a. Desagregación de los Ingresos

	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios (1)	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y Otras Compañías Subsidiarias operativas	Total
Principales mercados										
2018										
Norte América	\$ 276,765,650	-	-	-	-	-	-	158,713,210	-	435,498,860
Otros países	51,708,232	-	-	-	-	-	-	40,743,480	5,660,310	98,112,022
Europa	153,765,163	-	-	-	-	-	-	4,647,265	2,905,888	161,318,286
Local	26,696	961,104,365	-	198,775	4,708,217	2,938,167	12,822,493	64,037	4,327,232	986,189,952
Suma	\$ 482,285,741	961,104,365	-	198,775	4,708,217	2,938,167	12,822,493	204,167,992	12,893,400	1,681,119,150
2017*										
Norte América	-	-	-	-	-	-	-	320,069,332	-	320,069,332
Otros países	-	-	-	-	-	-	-	71,209,448	-	71,209,448
Europa	-	-	-	-	-	-	-	117,260,334	1,062,795	118,323,129
Local	-	863,673,083	334,755	41,741	3,714,941	4,125,345	12,648,381	66,619	2,922,945	887,427,810
Suma	\$ -	863,673,083	334,755	41,741	3,714,941	4,125,345	12,648,381	508,605,733	3,985,740	1,397,029,719
2016*										
Norte América	-	-	-	-	-	-	-	236,055,685	-	236,055,685
Otros países	-	-	-	-	-	-	-	67,377,456	72,660	67,450,116
Europa	-	-	-	-	-	-	-	90,617,488	-	90,617,488
Local	-	653,663,617	132,521	70,112	2,613,887	3,875,311	15,452,693	862,641	2,869,161	679,729,943
Suma	\$ -	653,663,617	132,521	70,112	2,613,887	3,875,311	15,452,693	395,153,270	2,941,821	1,074,093,232
Principales productos o servicios										
2018										
Petróleo Cuao	\$ 482,259,045	-	-	-	-	-	-	-	-	482,259,045
Gas	3,586	110,216,105	-	-	-	-	-	34,446,277	-	144,665,968
Petroquímicos	-	850,342,124	-	-	-	-	-	167,796,526	-	1,018,138,650
Otros Productos	-	-	-	-	-	2,933,425	12,809,114	1,861,152	9,778,794	27,382,485
Servicios	23,110	546,136	-	198,775	4,708,217	4,742	13,379	64,037	3,114,606	8,673,002
Suma	\$ 482,285,741	961,104,365	-	198,775	4,708,217	2,938,167	12,822,493	204,167,992	12,893,400	1,681,119,150

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios (1)	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y Otras Compañías Subsidiarias operativas	Total
2017*										
Petróleo Crudo	\$ -	-	-	-	-	-	-	356,623,113	-	356,623,113
Gas	-	116,021,269	-	-	-	-	-	22,253,493	-	138,274,762
Petroliíferos	-	738,943,017	-	-	-	-	-	124,644,353	-	863,587,370
Otros Productos	-	2,491,860	-	-	-	4,123,006	12,621,648	5,018,152	3,159,239	27,413,905
Servicios	-	6,116,937	334,755	41,741	3,714,941	2,339	26,733	66,622	826,501	11,130,569
Suma	\$ -	863,573,083	334,755	41,741	3,714,941	4,125,345	12,648,381	508,605,733	3,985,740	1,397,029,719
2016*										
Petróleo Crudo	\$ -	-	-	-	-	-	-	268,999,873	-	268,999,873
Gas	-	115,997,297	-	-	-	-	-	13,813,301	-	129,810,598
Petroliíferos	-	529,322,404	-	-	-	-	-	106,770,273	-	636,092,677
Otros Productos	-	2,768,313	-	3,873,402	-	15,392,552	-	5,534,217	2,646,958	30,215,442
Servicios	-	5,565,603	132,521	70,112	2,813,887	1,909	60,141	35,606	294,863	8,974,642
Suma	\$ -	653,653,617	132,521	70,112	2,813,887	3,875,311	15,452,693	395,153,270	2,941,821	1,074,093,232
Reconocimiento del Ingreso										
2018										
- En un punto en el tiempo	482,262,631	960,548,229	-	-	4,708,217	2,933,425	12,809,114	204,103,954	9,778,794	1,672,446,147
- A través del tiempo	23,110	546,136	-	198,775	-	4,742	13,379	64,038	3,114,606	8,673,003
Suma	\$ 492,285,741	961,104,365	-	198,775	4,708,217	2,938,167	12,822,493	204,167,992	12,893,400	1,681,119,150
2017*										
- En un punto en el tiempo	\$ -	857,456,146	-	-	-	4,123,006	12,621,648	508,539,111	3,159,239	1,386,899,150
- A través del tiempo	-	6,116,937	334,755	41,741	3,714,941	2,339	26,733	66,622	826,501	11,130,569
Suma	\$ -	863,573,083	334,755	41,741	3,714,941	4,125,345	12,648,381	508,605,733	3,985,740	1,397,029,719
2016*										
- En un punto en el tiempo	\$ -	648,088,014	-	-	-	3,873,402	15,392,552	395,117,664	2,646,958	1,065,118,590
- A través del tiempo	-	5,565,603	132,521	70,112	2,813,887	1,909	60,141	35,606	294,863	8,974,642
Suma	\$ -	653,653,617	132,521	70,112	2,813,887	3,875,311	15,452,693	395,153,270	2,941,821	1,074,093,232

*PEMEX aplico el método de transición retrospectivo acumulado para la implementación de la NIIF 15. Bajo este método, la información comparativa no es restablecida.

(1) Esta Empresa Subsidiaria se liquidó el 27 de julio de 2018. Todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial. (ver Nota 1).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

b. Saldos en el Estado de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se tienen saldos de cuentas por cobrar derivadas de contratos con clientes por \$87,740,515 y \$114,486,024, respectivamente (ver Nota 10).

c. Expedientes prácticos utilizados

1. Contratos completados-

PEMEX, por la naturaleza de sus operaciones, no tiene obligaciones de desempeño pendientes de satisfacer al 31 de diciembre de 2018, ver Nota 4-A.

2. Componente financiero significativo, menor a un año

PEMEX no necesita ajustar el importe comprometido como contraprestación para dar cuenta de los efectos de un componente de financiación significativo, ya que la transferencia y el momento de pago de un bien o servicio comprometido con el cliente es menor a un año.

3. PEMEX aplicó el expediente práctico por lo que no revela información acerca de las obligaciones de desempeño remanentes que concluyen en menos de un año.

Cuando PEMEX tiene derecho a una contraprestación por un importe que se corresponde directamente con el valor del desempeño que PEMEX ha completado, puede reconocer un ingreso de actividades ordinarias por el importe al que tiene derecho a facturar.

(8) Instrumentos financieros-

(a) Clasificación contable y valor justo de los instrumentos financieros-

Las siguientes tablas presentan el valor en libros y el valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros, incluyendo su clasificación en la jerarquía de valor razonable, al 31 de diciembre de 2018 y 2017. Las tablas no incluyen información para los activos y pasivos financieros no medidos a su valor razonable si el importe en libros es una aproximación razonable del valor razonable.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Saldos al 31 de diciembre de 2018	Valor en libros				Jerarquía de valor razonable				
	Valor razonable con cambios en resultado integral – instrumentos de deuda	Valor razonable con cambios en otro resultado integral – instrumentos de patrimonio	Activos financieros a costo amortizado	Otros pasivos financieros	Total Valor en libros	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros medidos a valor razonable									
Instrumentos financieros derivados	22,382,277	-	-	-	22,382,277	-	22,382,277	-	22,382,277
Instrumentos de patrimonio	-	245,440	-	-	245,440	-	245,440	-	245,440
Total	22,382,277	245,440	-	-	22,627,717	-	22,627,717	-	22,627,717
Activos financieros no medidos a valor razonable									
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	81,912,409	-	81,912,409	-	-	-	-
Cuentas por cobrar y otros	-	-	167,139,778	-	167,139,778	-	-	-	-
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	-	-	16,841,545	-	16,841,545	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	-	157,982,449	-	157,982,449	-	-	-	-
Total	-	-	423,876,181	-	423,876,181	-	-	-	423,876,181
Pasivos financieros medidos a valor razonable									
Instrumentos financieros derivados	(15,895,245)	-	-	-	(15,895,245)	-	(15,895,245)	-	(15,895,245)
Total	(15,895,245)	-	-	-	(15,895,245)	-	(15,895,245)	-	(15,895,245)
Pasivos financieros no medidos a valor razonable									
Proveedores	-	-	-	(149,842,712)	(149,842,712)	-	-	-	-
Cuentas y gastos acumulados por pagar	-	-	-	(24,917,669)	(24,917,669)	-	-	-	-
Deuda	-	-	-	(2,082,286,116)	(2,082,286,116)	-	(1,913,377,218)	-	(1,913,377,218)
Total	-	-	-	(2,257,046,497)	(2,257,046,497)	-	(2,257,046,497)	-	(2,257,046,497)

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Saldos al 31 de diciembre de 2017	Valor en libros				Jerarquía de valor razonable					
	Valor razonable con cambios en resultados	Mantenido al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Disponibles para la venta	Otros pasivos financieros	Total Valor en libros	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos financieros derivados	30,113,454	-	-	-	-	30,113,454	-	30,113,454	-	30,113,454
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	1,056,918	-	1,056,918	-	1,056,918	-	1,056,918
Total	30,113,454	-	-	1,056,918	-	31,170,372	-	-	-	-
Activos financieros no medidos a valor razonable										
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	97,851,754	-	-	97,851,754	-	-	-	-
Cuentas por cobrar	-	-	168,123,028	-	-	168,123,028	-	-	-	-
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	-	16,707,364	-	-	-	16,707,364	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	151,015,115	-	-	-	151,015,115	-	-	-	-
Total	-	167,722,479	265,974,782	-	-	433,697,261	-	-	-	-
Pasivos financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos financieros derivados	(17,745,979)	-	-	-	-	(17,745,979)	-	(17,745,979)	-	(17,745,979)
Total	(17,745,979)	-	-	-	-	(17,745,979)	-	(17,745,979)	-	(17,745,979)
Pasivos financieros no medidos a valor razonable										
Proveedores	-	-	-	-	(139,955,378)	(139,955,378)	-	-	-	-
Cuentas y gastos acumulados por pagar	-	-	-	-	(23,211,401)	(23,211,401)	-	-	-	-
Deuda	-	-	-	-	(2,037,875,071)	(2,037,875,071)	-	(2,153,383,220)	-	(2,153,383,220)
Total	-	-	-	-	(2,201,041,850)	(2,201,041,850)	-	-	-	-

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX tiene activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera como se indica a continuación:

31 de diciembre de 2018					
Importe de moneda extranjera					
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	8,458,532	80,583,838	(72,125,306)	19.6829	\$ (1,419,635,185)
Euros	14,459	15,714,542	(15,700,083)	22.5054	(353,336,648)
Libras esterlinas	-	816,469	(816,469)	25.0878	(20,483,411)
Yenes japoneses	-	467,077,295	(467,077,295)	0.1793	(83,746,959)
Francos suizos	-	2,843,298	(2,843,298)	19.9762	(56,798,290)
Total					\$ (1,934,000,493)

31 de diciembre de 2017					
Importe de moneda extranjera					
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	12,942,402	79,871,378	(66,928,976)	19.7867	\$ (1,324,303,569)
Euros	701,619	13,988,051	(13,286,432)	23.7549	(315,617,864)
Libras esterlinas	-	870,661	(870,661)	26.7724	(23,309,685)
Yenes japoneses	-	341,603,010	(341,603,010)	0.1757	(60,019,649)
Francos suizos	-	2,642,304	(2,642,304)	20.2992	(53,636,657)
Total					\$ (1,776,887,424)

La deuda se valúa y registra a costo amortizado y el valor razonable de la deuda se estima utilizando cotizaciones provenientes de importantes fuentes comerciales de información. Estas cotizaciones son ajustadas internamente usando modelos de precio estándar. Como resultado de los supuestos utilizados, el valor razonable estimado no necesariamente representa los términos reales en los cuales las operaciones existentes pueden ser liquidadas.

La información relativa a los rubros de efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, instrumentos de patrimonio, documentos por cobrar y otros activos, deuda e instrumentos financieros derivados se detalla en las siguientes notas, respectivamente:

- Nota 9, Efectivo y equivalentes de efectivo
- Nota 10, Cuentas por cobrar, neto
- Nota 12, Instrumentos de patrimonio

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Nota 14, Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras.
- Nota 17, Documentos por cobrar y otros activos
- Nota 18, Deuda
- Nota 19, Instrumentos financieros derivados

(b) Jerarquía de valor razonable-

PEMEX valúa el valor razonable de sus instrumentos financieros bajo metodologías estándar comúnmente aplicadas en los mercados financieros. Los supuestos e insumos utilizados por PEMEX se encuentran clasificados en los tres niveles de la jerarquía de valor razonable, tomando como base la descripción que a continuación se presenta.

Los valores razonables determinados por insumos del Nivel 1, utilizan precios cotizados en mercados financieros, para activos o pasivos idénticos. Los valores razonables determinados por los insumos del Nivel 2, están basados en precios cotizados para activos o pasivos similares en mercados activos y en otros insumos, distintos a los precios cotizados, que se observan o aplican a esos activos o pasivos. Los insumos del Nivel 3 son insumos no observables para los activos o pasivos e incluyen situaciones en las que no existe o hay poca actividad en el mercado para éstos.

Para medir el valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros de PEMEX se utilizan técnicas de valuación apropiadas, basadas en los insumos disponibles.

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.

(9) Efectivo y equivalentes de efectivo-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se integran por:

	31 de diciembre	
	2018	2017
Efectivo y bancos ⁽ⁱ⁾	\$ 41,974,735	55,871,127
Inversiones de inmediata realización ⁽ⁱⁱ⁾	39,937,674	41,980,627
	\$ 81,912,409	97,851,754

⁽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.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(10) Cuentas por cobrar, neto-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se integran como se muestran a continuación:

a. Cuentas por cobrar con clientes

	31 de diciembre	
	2018	2017
Cientes en el país	\$ 48,520,478	60,057,141
Cientes en el extranjero	39,220,037	54,428,883
Total de cuentas por cobrar	87,740,515	114,486,024
Deudores diversos ⁽¹⁾	53,388,512	23,583,497
Impuestos por recuperar y anticipo de impuestos	18,405,990	23,039,023
Funcionarios y empleados	6,333,216	5,681,478
Anticipo a proveedores	597,700	1,250,846
Otras	673,845	82,160
Total de otras cuentas por cobrar	79,399,263	53,637,004
Total de cuentas por cobrar, neto	\$ 167,139,778	168,123,028

⁽¹⁾ El saldo de deudores diversos está integrado principalmente de Impuesto Especial Sobre Producción a favor (acreditable).

A continuación se muestra la antigüedad de los saldos de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Cientes en el país	
	2018	2017
1-30 días	\$ 1,172,961	10,188,070
31-60 días	133,538	4,081,862
61-90 días	375,790	777,409
más 91 días	584,886	11,345,933
Saldo vencido	2,267,175	26,393,274
Saldo deteriorado ⁽¹⁾	(1,409,014)	(951,932)
Saldo vencido no deteriorado	858,161	25,441,342
Saldo no vencido	47,662,317	34,615,799
Total clientes en el país	\$ 48,520,478	60,057,141

⁽¹⁾ El incremento en el deterioro de las cuentas por cobrar por \$457,082 en 2018, proviene principalmente de la cartera de Pemex Transformación Industrial.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		Clientes en el extranjero	
		2018	2017
1-30 días	\$	34,839	334,155
31-60 días		3,313	-
61-90 días		26,444	-
más 91 días		307,089	315,888
Saldo vencido		371,685	650,043
Saldo deteriorado		(321,438)	(272,813)
Saldo vencido no deteriorado		50,247	377,230
Saldo no vencido		39,169,790	54,051,653
Total clientes en el extranjero	\$	39,220,037	54,428,883

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX tiene exposición al riesgo de crédito relacionado con las cuentas por cobrar de un plazo de pago promedio de 36 y 43 días, respectivamente.

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

		Clientes en el país	
		2018	2017
Saldo al inicio al inicio del ejercicio	\$	(951,932)	(458,428)
Ajuste inicial por adopción de IFRS 9		44,590	-
Saldo ajustado al 1 de enero de 2018		(907,342)	(458,428)
Incrementos registrados en gastos		-	(493,514)
Aplicación de la estimación		-	10
Deterioro en cuentas por cobrar		(501,672)	-
Saldo al final	\$	(1,409,014)	(951,932)

		Clientes en el extranjero	
		2018	2017
Saldo al inicio del periodo	\$	(272,813)	(374,699)
Ajuste inicial por adopción de IFRS 9		(69,639)	-
Saldo ajustado al 1 de enero de 2018		(342,452)	(374,669)
Incrementos registrados en gastos		-	(204,713)
Aplicación de la estimación		-	297,047
Efectos por conversión		-	9,552
Deterioro en cuentas por cobrar		21,014	-
Saldo al final	\$	(321,438)	(272,813)

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Metodología para el cálculo del deterioro de las cuentas por cobrar

PEMEX asigna una calificación a cada exposición a de riesgo crediticio con base a datos que son determinados para predecir el riesgo de pérdida (incluidos, entre otros, estados financieros auditados, la administración de las cuentas y proyecciones de flujo de efectivo, e información disponible sobre los clientes) y aplicando el juicio del crédito experimentado. Las calificaciones de riesgo crediticio se definen utilizando factores cualitativos y cuantitativos que indican el riesgo de incumplimiento. Las exposiciones dentro de cada grado de riesgo crediticio están segmentadas por EPS y sus líneas de negocios comerciales, como resultado, la tasa de pérdida crediticia esperada se calcula para cada segmento y en función a la experiencia real de pérdida crediticia de los últimos 2 años. Estas tasas se multiplican por factores escalonados para reflejar las diferencias entre las condiciones económicas durante el período, respecto a la recopilación de datos históricos, las condiciones actuales y la opinión de PEMEX sobre las condiciones económicas durante las vidas esperadas de las cuentas por cobrar.

Al 31 de diciembre de 2018, el porcentaje de pérdida de crédito esperada para las cuentas por cobrar obtenido para cada Entidad Subsidiaria y Compañía subsidiaria fue: Pemex Fertilizantes 0.72%, Pemex Transformación Industrial 2.70%, Pemex Corporativo 3.15%, Pemex Etileno 0.69%, Pemex Logística 10.80%, Pemex Perforación y Servicios 21.71%, PMI CIM 0.06% y PMI TRD 4.65%.

El monto del deterioro cargado al estado de resultados de \$582,855 incluye el deterioro de cuentas por cobrar a clientes y de otras cuentas por cobrar.

(11) Inventarios-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo de inventarios se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2018	2017
Refinados y petroquímicos	\$ 43,134,519	27,862,384
Productos en tránsito	16,260,213	19,112,606
Petróleo crudo	16,708,606	11,445,780
Materiales y accesorios en almacenes	5,292,796	5,172,779
Materiales en tránsito	490,403	180,711
Gas y condensados	136,031	84,670
	\$ 82,022,568	63,858,930

(12) Instrumentos de patrimonio-

Al 31 de diciembre de 2017, PEMEX consideraba 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., valuadas a su valor de realización, por tal motivo se reconoció un efecto negativo en el resultado del ejercicio 2017. Al 31 de diciembre de 2017, el valor de las acciones ascendía a \$1,056,918.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El 4 y 5 de septiembre de 2018, PEMEX recibió el pago por la venta del 5% de las acciones de TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. que se tenían en Instrumentos de patrimonio por un monto de US\$43,036 (\$826,046), lo que representó una utilidad de \$10,257.

Al 31 de diciembre de 2018 debido a la adopción de la IFRS 9, PEMEX clasifica las acciones de TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V. como instrumentos de patrimonio, el valor de las acciones asciende a \$245,440.

Antes de la fecha inicial de adopción de la NIIF 9 (1 de enero de 2018), PEMEX clasificaba esta inversión en acciones como activos financieros disponibles para la venta. A partir del 1 de enero de 2018 esta inversión en acciones es ahora clasificada como instrumentos de patrimonio.

(13) Activos no financieros disponibles para la venta-

Al 31 de diciembre de 2018 Pemex Logística, cuenta con ciertos activos fijos disponibles para la venta por \$1,253,638, mismos que tiene considerado transferir onerosamente, para maximizar su valor y mantener presencia en el mercado.

Dichos activos se encuentran integrados como sigue:

	2018
Plantas	\$ 712,246
Ductos	143,434
Edificios	116,868
Terrenos	92,400
Equipo de Telecomunicaciones	6,311
Otros activos	1,278
Total	\$ 1,072,537

Cabe mencionar que ésta operación está clasificada como reservada, en términos del Artículo 110, fracciones VIII y XIII de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la información Pública, en relación con el artículo 82 de Ley de Propiedad Industrial; así como por el artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos, ya que la información se encuentra en proceso deliberativo y es sensible sobre hechos y acciones del ámbito comercial y económico, los cuales sólo competen a PEMEX y a sus socios comerciales.

El monto restante corresponde a activos disponibles para la venta a CENAGAS, integrados por 74 edificaciones y 10 terrenos, por un monto de \$181,101.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(14) Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras-

Las inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se integran como se muestra a continuación:

	Porcentajes de participación	31 de diciembre	
		2018	2017
Deer Park Refining Limited	49.99%	\$ 14,731,030	14,405,542
Sierrita Gas Pipeline LLC	35.00%	1,068,995	1,084,169
Frontera Brownsville, LLC.	50.00%	472,898	471,085
Texas Frontera, LLC.	50.00%	228,564	239,782
CH 4 Energía, S. A.	50.00%	155,878	315,713
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C.V.	40.00%	118,478	64,328
PMV Minera, S. A. de C. V. ^(m)	44.09%	-	45,133
Ductos el Peninsular, S. A. P. I. de C. V.	30.00%	17,244	18,336
Otras, neto	Varios	48,458	63,276
Total		\$ 16,841,545	16,707,364

Participación en los resultados de negocios conjuntos, asociados y otras:

		31 de diciembre		
		2018	2017	2016
Deer Park Refining Limited	\$	872,885	920,409	1,437,850
Sierrita Gas Pipeline, LLC.		124,209	129,401	105,825
Frontera Brownsville, LLC.		59,973	66,798	57,769
Texas Frontera, LLC.		55,316	51,412	50,710
CH 4 Energía, S. A.		15,395	125,132	-
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V.		54,149	(75,195)	-
PMV Minera, S. A. de C. V. ^(m)		6,863	6,253	-
Ductos el Peninsular, S. A. P. I. de C. V.		(1,092)	74	-
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. ^(m)		352,816	(1,223,640)	(190,468)
Ductos y Energéticos del Norte, S. A. de C. V. ⁽ⁿ⁾		-	360,092	-
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. ^(m)		-	-	638,126
Otros, neto		(13,502)	(296)	45,800
Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas	\$	1,527,012	360,440	2,135,845

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- (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) El 30 de noviembre de 2018, PEMEX recibió el pago por la venta del 44.09% de su participación total en Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. y el 44.09% en PMV Minera, S.A. de C.V., las cuales estaban registradas como inversiones en negocios conjuntos y asociadas, el precio de venta fue \$3,198,597 y \$ 53,701, obteniendo una utilidad de \$689,268 y \$1,646, respectivamente.

Las siguientes tablas muestran información financiera condensada de las principales inversiones reconocidas bajo el método de participación al y por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Estados condensados de situación financiera			
	Deer Park Refining Limited.		Sierrita Gas Pipeline, LLC.	
	2018	2017	2018	2017
Total de activos	\$ 41,119,684	41,075,547	3,140,289	3,518,036
Total de pasivo	\$ 11,654,678	12,261,581	86,014	420,410
Total de capital	29,465,006	28,813,966	3,054,275	3,097,626
Total de pasivo y capital	\$ 41,119,684	41,075,547	3,140,289	3,518,036

	Estados condensados de resultados					
	Deer Park Refining Limited			Sierrita Gas Pipeline, LLC.		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Ingresos	17,519,219	16,427,064	16,750,155	615,150	840,414	717,351
Costos y gastos	15,773,274	14,586,061	13,874,172	260,272	470,697	414,994
Resultado neto	1,745,945	1,841,003	2,875,983	354,878	369,717	302,357

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 49.99% 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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. En noviembre de 2018 se vendieron la totalidad de las acciones.
- 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. 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. En noviembre de 2018 se vendieron la totalidad de las acciones.
- Ductos el Peninsular S.A.P.I. de C.V. Fue constituida el 22 de septiembre de 2014, su actividad principal es la construcción y operación del sistema integral de transportación y almacenamiento de productos petrolíferos en la Península de Yucatán.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(15) 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 (1)	Terrenos	Activos improductivos	Otros activos fijos	Total
Saldos al 1 de enero de 2017	\$ 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) Reversa	(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)	-	(4,440,864)	(51,565,902)
Saldos 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	-	118,652	3,155,845,995
Adquisiciones	13,362,218	1,059,027	852,308	38,829,246	329,969	4,958,299	473,812	117,632	54,407,962	434,698	(106)	-	114,825,065
Reclasificaciones	1,400,531	45,268	(1,603,022)	-	37,343	(4,039,499)	3,015,144	101,424	32,280	(6,620)	-	(869)	1,762,246
Capitalizaciones	25,752,538	-	2,456,977	21,269,614	991,061	-	163,000	227,334	(50,828,761)	-	-	(31,763)	-
(Deterioro) Reversa	20,228,139	-	(59,632,531)	59,774,797	(831,561)	12,133,524	-	(6,981,561)	(3,269,810)	-	-	-	21,418,997
Bajas	(5,496,395)	(4,466,446)	(2,705,958)	(8,297,844)	(382,120)	-	(2,689,566)	(1,476,513)	(725,540)	(623,152)	(2,780,160)	(53,361)	(29,697,055)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	\$ 811,270,391	20,060,965	421,235,950	1,379,323,723	64,845,163	326,482,265	52,020,042	15,159,952	129,352,513	44,351,625	-	32,659	3,264,155,248

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Plantas	Equipo de Perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción (1)	Terrenos improductivos	Activos improductivos	Otros activos fijos	Total
DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA													
Saldo al 1o. de enero de 2017	\$ (360,016,979)	(2,942,575)	(152,365,227)	(850,536,754)	(39,124,631)	(153,161,770)	(36,990,666)	(5,316,763)	-	-	-	-	(1,601,055,365)
Depreciación y amortización	(45,709,123)	(2,198,867)	(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)	(36,972,938)	(6,718,306)	-	-	-	-	(1,719,336,669)
Y	(44,925,549)	(1,347,046)	(14,799,664)	(70,255,577)	(2,026,403)	(15,968,324)	(2,827,887)	(1,231,590)	-	-	-	-	(153,382,040)
Reclasificaciones	(212,207)	(45,953)	232,680	-	17,387	1,344,469	(3,003,850)	(94,772)	-	-	-	-	(1,762,246)
Bajas	2,558,780	408,502	1,262,358	5,187,467	125,769	-	2,643,297	625,618	-	-	-	-	12,811,791
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ (436,603,123)	(5,998,481)	(173,264,040)	(973,467,746)	(42,924,256)	(179,931,090)	(42,161,378)	(7,419,050)	-	-	-	-	(1,861,669,164)

Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2017\$	362,001,213	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	-	118,652	1,436,509,326
--------------------------------------------------------------------------------	-------------	------------	-------------	-------------	------------	-------------	------------	------------	-------------	------------	---	---------	---------------

Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2018\$	374,667,268	14,082,484	247,971,910	405,855,977	21,920,907	146,651,175	9,858,664	7,740,902	129,352,513	44,351,625	-	32,659	1,402,486,084
--------------------------------------------------------------------------------	-------------	------------	-------------	-------------	------------	-------------	-----------	-----------	-------------	------------	---	--------	---------------

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	-	-	-	-	-

(1) Principalmente se integra por los conceptos de Pozos, Ductos y Plantas

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- a. Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, 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 \$2,198,191, \$3,060,963 y \$3,667,752, respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, registradas en los costos y gastos de operación ascendieron a \$153,382,040, \$156,704,513 y \$150,439,491, respectivamente, las cuales incluyen \$983,438, \$850,015 y \$1,698,312, respectivamente de costos de abandono y taponamiento.
- c. Por lo que se refiere a la reserva para abandono de pozos (taponamiento) por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, asciende a \$84,050,900 y \$68,797,600 y se presenta en la provisión de gastos de taponamiento de pozos (ver nota 21).
- d. Las adquisiciones de activos fijos incluyen traspasos en 2018 y 2017 de la cuenta de pozos no asignados a una reserva por \$6,726,769 y \$16,440,645, respectivamente (ver nota 16) y así como la transferencia de \$4,652,314 de activos no financieros mantenidos para la venta en 2017.
- e. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX reconoció una reversa de deterioro y un deterioro neto por \$21,418,997 y \$(151,444,560), 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 2018 se integra como se muestra a continuación:

		Reversa de deterioro	Reversa (Deterioro neto)
	(Deterioro)		
Pemex Logística	\$ (40,288,338)	-	(40,288,338)
Pemex Fertilizantes	(2,246,264)	-	(2,246,264)
PMI NASA	(1,719,627)	-	(1,719,627)
Pemex Exploración y Producción	(63,252,635)	128,266,251	65,013,616
Pemex Transformación Industrial	(13,788,470)	14,448,080	659,610
Total	\$ (121,295,334)	142,714,331	21,418,997

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Unidad generadora de efectivo Pemex Logística

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex Logística reconoció un deterioro en la UGE ductos por \$40,288,338, debido principalmente a (i) una proyección de flujos de ingresos con una variación a la baja respecto a la proyección al cierre de 2017 del orden de 46%, al pasar de ingresos promedio anual de \$47,219,903 al cierre de 2017 a \$25,271,404 al cierre de diciembre 2018; a (ii) un incremento en el costo de pérdidas no operativas del 40%, al pasar de un promedio anual de \$18,067,730 al cierre de 2017 a \$25,226,769 al cierre de 2018. Lo anterior compensado por (iii) una disminución en costos directos de operación de 58%, al pasar de costos promedio anual al cierre de 2017 por \$16,485,969 a \$6,880,967 al cierre de 2018, así como en (iv) una baja en la tasa de descuento al pasar de 15.41% al cierre de 2017 al 13.55% al cierre de 2018.

El importe recuperable de los activos al 31 de diciembre de 2018, corresponde a los flujos descontados a la tasa del 13.55%, siendo los valores de recuperación los siguientes:

	31 de diciembre de 2018
TAD, TDGL, TOMS (Terminales de Almacenamiento)	\$ 92,772,003
Transporte Terrestre (Pipas blancas)	445,377
Logística Primaria	111,941,265
Total	\$ 205,158,645

Unidades generadoras de efectivo de Pemex 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. La tasa de descuento utilizada fue de 8.92%.

Al 31 de diciembre de 2018 se incluyen \$(2,246,264), por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por las Unidades Generadoras de Efectivo mencionadas anteriormente.

Unidad generadora de efectivo PMI NASA

Al 31 de diciembre de 2018, PMI NASA reconoció un deterioro de \$(1,719,627), debido al desuso del Flotel Cerro de la Pez, como consecuencia de la reducción en el desarrollo de proyectos en los últimos meses. Dicho deterioro se determinó comparando el desembolso que se tendría que realizar para adquirir un flotel con las características similares comparado contra el avalúo que realizó una compañía especializada del mencionado flotel.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Unidad generadora de efectivo de Pemex Exploración y Producción

Al 31 de diciembre de 2018, Exploración y Producción reconoció una recuperación neta de deterioro por \$65,013,616 debido principalmente a: (i) un anticipo en los perfiles de producción en el proyecto Cantarell por un replanteamiento de metas físicas correspondientes al periodo de 2024 a 2029 originando un efecto de recuperación neta por \$98,673,388. Este replanteamiento de las metas físicas planeadas en el cuarto trimestre del ejercicio 2018 fueron proyectadas con una tasa de descuento del 7.03% y una tasa de impuesto del 30 % (mercado observable) sobre la utilidad operativa en un límite económico de 25 años. Las tasas antes referidas permitieron un mayor importe recuperable en el flujo de efectivo con respecto al flujo de efectivo realizado el 31 de diciembre de 2017, debido a que este último aplicó una tasa de descuento del 14.40% que incluye el costo de financiamiento y la piramidación de los impuestos y derechos observables en empresas similares, incluido el Derecho por la Utilidad Compartida- DUC; y ii) derivado de la aplicación en el cuarto trimestre de la tasa de descuento e impuesto (mercado observable), se generó un beneficio neto en la mayoría de los proyectos con respecto al ejercicio anterior destacando el Proyecto Aceite Terciario del Golfo por \$29,592,863. Dichos efectos fueron contrarrestados por (iii) un deterioro neto de \$63,252,635, destacando los proyectos de Aguas Someras 2 por \$58,318,030 focalizados en los siguientes proyectos: "Crudo Ligerero Marino" motivado por mayor contenido de agua y sal en sus reservas de hidrocarburos, "Yaxche" generado por afectación operativa en sus yacimientos relacionados directamente a la producción, y finalmente "Tsimin Xux y Chuc" por la declinación natural que genera la producción en las reservas de hidrocarburos 1P, principalmente.

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	58.02 USD/bl
Precio promedio de gas	4.89 USD/mpc
Precio promedio de condensados	43.21 USD/bl
Tasa de descuento	7.03% anual

Pemex Exploración y Producción, en apego a las prácticas observadas en la industria, estima el valor de recuperación de los activos determinando su valor de uso, determinando flujos de efectivo asociados a reservas 1P después de impuestos y utilizando una tasa de descuento igualmente después de impuestos.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Durante 2018, PEP llevó a cabo un análisis de la tasa de descuento que se aplicaba a los flujos de efectivo derivado de su actividad en la producción de petróleo y gas en el mercado nacional e internacional, sujetándose a las condiciones de los precios internacionales para valorar su producción de reservas.

En el ejercicio 2017, Pemex Exploración y Producción utilizó para el cálculo del valor de uso flujos de efectivo asociados a reservas 1P antes de impuestos y una tasa de descuento igualmente antes de impuestos, la cual se basó en un costo promedio ponderado de capital después de impuestos piramidada por una ponderación entre la tasa corporativa de impuestos de 30%, y de la mediana de la tasa de impuestos y derechos de extracción sobre hidrocarburos de países con condiciones similares a los yacimientos de México, siendo para este ejercicio del 57%.

Como parte del análisis, en 2018 se observó que la tasa de descuento que actualmente utiliza la industria es una tasa de descuento después de impuestos, por lo que PEP, siguiendo las prácticas de mercado, determinó utilizar una tasa después de impuestos y flujos de efectivo después de impuestos. Por lo anterior, PEP comenzó a utilizar la tasa después de impuestos que toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, la tasa de interés incremental de los préstamos contratados por Petróleos Mexicanos, el riesgo país y los riesgos específicos asociados a la industria (la mediana de la beta de empresas del sector de exploración y producción, lo anterior a través del cálculo del Costo Promedio Ponderado de capital. La tasa de descuento se determina independiente de la estructura de capital de PEP, por lo que la construcción del costo promedio ponderado de capital considera la mediana de la proporción de deuda y capital observados para empresas del sector de exploración y producción.

Con las consideraciones antes descritas, la tasa de descuento antes de impuestos utilizada por PEP para el cálculo del valor de uso fue del 7.03%. Con la aplicación de dicha tasa a los flujos de efectivo después de impuestos, se obtuvo una recuperación neta de deterioro de \$65,013,616 para el ejercicio 2018.

En el ejercicio 2017 la tasa antes de impuestos ascendía a 14.40%, y de haber utilizado la misma metodología, la tasa de descuento para el ejercicio 2018 hubiera sido de 16.12% (resultado de piramidar la tasa de 7.03%), la cual de haberse aplicado hubiera generado un deterioro neto de \$ 958,060.

La producción total pronosticada durante este periodo es de 6,192 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 Pemex Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex Transformación Industrial reconoció una reversa neta de deterioro de \$ 659,610.

La reversa neta de deterioro se produjo en las siguientes unidades que se muestran en la hoja siguiente generadoras de efectivo.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Refinería Minatitlán	\$	14,448,080
Reversa de deterioro		14,448,080
Refinería Salina Cruz		(7,955,528)
Refinería Tula		(5,099,635)
Refinería Madero		(733,307)
Deterioro		(13,788,470)
Reversa de deterioro, neto	\$	659,610

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex Transformación Industrial reconoció una reversa de deterioro debido a (i) un incremento en el proceso de las Refinerías y centros procesadores de gas debido a la importación de crudo y una mayor oferta de gas húmedo; (ii) la apreciación del peso respecto al dólar que pasó de \$ 19.7867 al 31 de diciembre de 2017 a \$19.6829 al 31 de diciembre de 2018, (iii) una disminución en la tasa de descuento en las unidades generadoras de efectivo de la línea de refinados y gas de 0.1%, petroquímicos de 8.1%, y (iv) un aumento en los gastos de mantenimiento capitalizables en la línea de refinados y petroquímicos así como una disminución en la línea Gas.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Transformación Industrial son los centros procesadores que se agrupan de acuerdo con 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:

	Refinación	Gas	Petroquímicos
Precio promedio del crudo	53.98 usd	N.A.	N.A.
Volumen procesado	680 mbd	2,717 mmpcd de gas húmedo	Variable debido a que los insumos de carga son diversos
Tipo de cambio	\$19.6829 mxp/usd	\$19.6829 mxp/usd	\$19.6829 mxp/usd
Vida útil de las UGE's	Promedio 14 años	Promedio 8 años	Promedio 7 años
Tasa de descuento	11.52% anual	10.22% anual	8.92% anual
Periodo*	2019-2034	2019-2027	2019-2026

(*) Los primeros 5 años son proyectados y a partir del 6to año se estabiliza.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2018, el valor de uso por cada una de las unidades generadoras de efectivo que presentan deterioro o reversa son los siguientes:

Refinería Minatitlán	\$	54,846,565
Refinería Madero		21,083,328
Refinería Salina Cruz		9,428,152
Refinería Tula		39,429,897
Total	\$	124,787,942

ii. El deterioro neto reconocido en 2017 se integra como se muestra a continuación:

	(Deterioro)	Reversa de deterioro	Reversa (Deterioro neto)
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	(1,935,500)	-	(1,935,500)
Total	\$ (155,244,350)	3,799,790	(151,444,560)

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 recategorización 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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	(5,579,997)
<hr/>	
Total activos deteriorados	(19,751,882)
<hr/>	
Centro Petroquímico Cangrejera	3,565,355
Centro Petroquímico Independencia	112,292
Centro Procesador de Gas Arenque	57,039
Centro Procesador Matapionche	65,104
<hr/>	
Reversa de deterioro	3,799,790
<hr/>	
Deterioro neto	\$ (15,952,092)

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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:

	Refinación	Gas	Petroquímicos
Precio promedio del crudo	51.30 usd	N.A.	N.A.
Volumen procesado	767 mbd	3,085 mmpcd de gas húmedo	Variable debido a que los insumos de carga son diversos
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 que se muestran en la hoja siguiente.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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		1,074,729
Total	\$	79,053,642

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.

f. 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 2018 y 2017, los activos adquiridos a través de arrendamiento capitalizable se integran como se menciona a continuación:

		31 de diciembre de	
		2018	2017
Inversión en buque tanques y equipo de perforación	\$	7,963,262	11,142,197
Menos depreciación acumulada		(886,946)	(1,696,089)
	\$	7,076,316	9,446,108

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El pasivo por los activos antes mencionados es pagadero en el periodo que termina el 31 de diciembre de 2018, como se muestra a continuación:

Años	Pesos	US\$
2019	\$ 1,255,105	US\$ 63,766
2020	1,186,253	60,268
2021	1,186,253	60,268
2022	1,186,253	60,268
2023	1,186,253	60,268
2024 y posteriores	892,218	45,330
	6,892,335	350,168
Menos intereses no devengados a corto plazo	251,768	12,791
Menos intereses no devengados a largo plazo	587,287	29,837
Total arrendamiento capitalizable	6,053,280	307,540
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)	934,546	47,480
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	\$ 5,118,734	US\$ 260,060

El gasto por intereses sobre arrendamiento capitalizable, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 fue de \$301,449, \$418,883 y \$500,654, respectivamente.

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 Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y se clasifican en:

- Contratos de Producción Compartida;
- Contratos de Utilidad Compartida;
- Contratos de Licencia; y
- Contratos de Servicios.

Los CEE al 31 de diciembre de 2018 son:

a. Contratos de producción compartida-

El objeto de los contratos de producción compartida es la ejecución de actividades petroleras, entre México, a través del Ejecutivo Federal por conducto de la CNH y por otra parte el contratista, 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 2 Tampico Misantla, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción y DEA Deutsche Erdoel México, S. de R. L. de C. V. (operador) y Compañía Española de Petróleos, S. A. U. (obligado solidario). El objetivo de este contrato es la ejecución de actividades petroleras bajo el esquema de contratos de producción compartida, por el contratista 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. 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.
- Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 8 Cuencas del Sureste, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (operador), EPC Hidrocarburos México, S. A. de C. V. (EPC) y Ecopetrol Global Energy, S. L. U. (obligado solidario). La proporción de participación en la propiedad es del 50% para Pemex Exploración y Producción y 50% para EPC.
- Área Contractual 16 de Tampico Misantla, otorgado al consorcio, DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V. como operador y como socios Pemex Exploración y Producción y CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V. como obligado solidario. La proporción de participación en la propiedad es del 40.00% para DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V., 40% para Pemex Exploración y Producción, y 20.00% CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V.
- Área Contractual 17 de Tampico Misantla, otorgado al consorcio, DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V., como operador y como socios Pemex Exploración y Producción y CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V. como obligado solidario. La proporción de participación en la propiedad es del 40.00% para DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V., 40% para Pemex Exploración y Producción, y 20.00% CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V.
- Área Contractual 18 de Tampico Misantla, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador) y Compañía CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 80.00% Pemex Exploración y Producción y 20.00% CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V.
- Área Contractual 29 de Cuencas del Sureste, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
- Área Contractual 32 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.
- Área Contractual 33 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.
- Área Contractual 35 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Área contractual Ek-Balam, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
- Área contractual Santuario y El Golpe, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Petrofac México, S. A. de C. V. (operador). La proporción de participación en la propiedad es del 64% para Pemex Exploración y Producción y 36% para Petrofac.
- Área contractual Misión, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Servicios Múltiples de Burgos, S. A. de C. V. (operador). La proporción de participación en la propiedad es del 51% para Pemex Exploración y Producción y 49% para Servicios Múltiples de Burgos.
- Contrato correspondiente al área contractual Ébano, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. (operador) y D&S Petroleum S.A. de C.V., (socio). La proporción de participación en la propiedad, es del 54.99 % para DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., 45% para Pemex Exploración y Producción, y 0.01% D&S Petroleum S.A. de C.V.

b. Contratos de licencia-

La naturaleza de la relación del contrato es la ejecución de actividades petroleras, bajo la modalidad de contratación de licencia, en virtud del cual se otorga al contratista 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. El Contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los Hidrocarburos Producidos, siempre que, conforme a los términos del Contrato, se encuentre al corriente en el pago de las Contraprestaciones al Estado.

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas conformado por Inpex E&P México, S. A. de C. V., (operador), Chevron Energía de México, S. de R. L. de C. V. y Pemex Exploración y Producción (socios), en el área contractual 3 "Cinturón Plegado Perdido". Chevron, Pemex Exploración y Producción e Inpex tienen una participación de 37.50%, 27.50% y 35.00%, respectivamente en este proyecto y cada una de las empresas será solidariamente responsable del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones del contratista conforme a este contrato independientemente de su interés de participación.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Plegado Perdido Bloque 2, otorgado al consorcio Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. es del 50.00% cada uno.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Plegado Perdido Bloque 5, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Contractual 18, Cordilleras Mexicanas, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Contractual 22, Cuenca Salina celebrado entre las empresas Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V (operador) e Inpex E&P México, S.A. de C.V. y Pemex Exploración y Producción (socios). La participación por parte de Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V (37.50%), Inpex E&P México, S.A. de C.V. (35%) y Pemex Exploración y Producción (27.50%).
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos correspondiente al área contractual Trion conformado por BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R. L. de C. V. (operador) y PEP. BHP obtuvo el 60% del área contractual, mientras que Pemex Exploración y Producción obtuvo el 40% y cada una de las empresas firmantes será solidariamente responsable del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones del contratista.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Cárdenas Mora, conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), Petrolera Cárdenas Mora, S. A. P. I. de C. V. (operador) y Cheiron Holdings Limited (obligado solidario). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y Petrolera Cárdenas Mora es de 50% cada uno.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Ogarrio, conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), Deustche Erdoel México, S. de R. L. de C. V. (operador) y DEA Deutsche Erdoel, A. G. (obligado solidario). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y DEA Erdoel es de 50% cada uno.
- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Miquetla, conformado por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La participación por parte de Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. es de 51% y Pemex Exploración y Producción 49%.

Algunos CEE son operados a través de acuerdos de operación conjunta, los cuales PEMEX reconoce en sus estados financieros, los derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, así como los ingresos y gastos relacionados con estos acuerdos.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2018	Contratos de Licencia				Cárdenas		Miquetía
	Bloque 3	Bloque 2	Bloque 5	Bloque 18	Bloque 22	Mora	
Ingresos:							
Ventas netas	-	-	-	-	-	1,586,080	1,265,620
Costo de lo vendido	58,261	41,156	52,555	9,390	186,693	714,233	604,373
Rendimiento (pérdida) bruto	(58,261)	(41,156)	(52,555)	(9,390)	(186,693)	871,847	661,247
Otros ingresos (gastos) neto	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de administración	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) de operación	(58,261)	(41,156)	(52,555)	(9,390)	(186,693)	871,847	661,247
Impuestos, derechos y otros	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) neto	(58,261)	(41,156)	(52,555)	(9,390)	(186,693)	871,847	661,247
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	-	3,362	-	-	-
Cuentas por cobrar	14,888	6,151	-	-	23,555	1,820,428	1,300,773
Total activo circulante	14,888	6,151	-	3,362	23,555	1,820,428	1,300,774
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	-	-	-	-	-	2,528,860	2,122,341
Total del activo	14,888	6,151	-	3,362	23,555	4,349,288	3,423,115
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos y derechos por pagar	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos circulantes	73,149	47,307	52,555	12,752	210,248	860,137	564,565
Total pasivo circulante	73,149	47,307	52,555	12,752	210,248	860,137	564,565
Otros pasivos	-	-	-	-	-	-	-
Total del pasivo	73,149	47,307	52,555	12,752	210,248	860,137	564,565
Patrimonio (déficit), neto	-	-	-	-	-	2,617,304	2,197,303
							26,382

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

<i>Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2017</i>	Producción compartida			Licencia		<i>Total</i>
	<i>EK / Balam</i>	<i>Bloque 2</i>	<i>Bloque 8</i>	<i>Trion</i>	<i>Bloque 3</i>	
Ingresos:						
Ventas netas	7,009,464	-	-	-	-	7,009,464
	5,447,95		4,84			
Costo de ventas	5	5,953	5	-	511	5,459,264
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	34,338	-	-	-	-	34,338
Rendimiento (pérdida) de operación	1,532,023	(5,953)	(4,845)	-	(511)	1,520,714
Impuestos, derechos y otros	158,347	-	-	-	-	158,347
Rendimiento (pérdida) neto	1,373,676	(5,953)	(4,845)	-	(511)	1,362,367
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	20	25	-	-	45
Cuentas por cobrar	-	1,013	1,804	-	327	3,144
Total activo circulante	-	1,033	1,829	-	327	3,189
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	14,869,906	-	-	4,498,234	1,107,311	20,475,451
Total del activo	14,869,906	1,033	1,829	4,498,234	1,107,638	20,478,640
Proveedores	796,300	-	-	-	-	796,300
Impuestos y derechos por pagar	973	-	-	-	-	973
Otros pasivos circulantes	4,391	1,809	2,369	-	-	8,569
Total pasivo circulante	801,664	1,809	2,369	-	-	805,842
Total del pasivo	801,664	1,809	2,369	-	-	805,842
Patrimonio (déficit), neto	14,068,242	(776)	(540)	4,498,234	1,107,638	19,672,798

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Documentos por cobrar al Gobierno Federal

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Porción a largo plazo de los documentos por cobrar al Gobierno Federal	\$ 156,981,745	149,796,282
Menos: porción circulante de los documentos por cobrar al Gobierno Federal ⁽²⁾	38,153,851	2,522,206
	\$ 118,827,894	147,274,076

⁽²⁾ Corresponde a la porción circulante de los pagarés N°3 y del 21° al 26°-A, más los rendimientos por cobrar que vencerán en 2019 (Nota 30).

El 24 de diciembre de 2015, la SHCP publicó en el Diario Oficial de la Federación las "Disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias". Estas disposiciones establecen los términos, condiciones y mecanismos de financiamiento y pago mediante los cuales la SHCP asumirá parte de los pagos relacionados con los planes de pensiones y retiro. Un experto independiente 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 24).

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los pagarés emitidos por el Gobierno Federal no son negociables y tienen un valor actualizado de \$156,981,745 y \$149,796,282, respectivamente. PEMEX tiene la intención de conservarlos hasta su vencimiento. Estos pagarés serán convertidos en efectivo anualmente de acuerdo con su valor de descuento a su vencimiento desde 2018 hasta 2042 y con tasas de rendimiento que van del 5.14% a 7.04% como se muestra a continuación:

Número de pagarés	Vencimiento	Tasa de rendimiento	Monto del Principal (valor de descuento)
7 ⁽³⁾	2019	5.14% a 7.04%	\$ 38,153,851
1	2020	5.39%	4,663,037
1	2021	5.57%	5,534,162
1	2022	5.74%	6,142,562
1	2023	5.88%	6,712,753
5	2024-2028	5.99% a 6.48%	37,123,836
5	2029-2033	6.62% a 6.85%	37,522,297
3	2034-2036	6.90% a 7.00%	21,129,247
Total de documentos por cobrar			156,981,745
Menos: porción circulante			38,153,851
Total de documentos por cobrar emitidos por el Gobierno Federal a largo plazo			\$ 118,827,894

⁽³⁾ Incluye el pagaré No. 3 cuyo vencimiento es el 31 de marzo de 2019 a tasa de interés de 5.14%, así como los pagarés del 21 al 26A con vencimiento del 2037 al 2042, a tasas de interés del 6.94% a 7.04% (Nota 30).

Durante el período de enero a diciembre de 2018, los rendimientos devengados de los pagarés ascendieron a \$9,737,131 de los cuales \$28,818 corresponden a intereses del período de 2018 del pagare cobrado el 31 de marzo de 2018, cifra que fue reconocida como ingreso financiero en el estado de resultados integral consolidado.

Las tasas de rendimiento de estos pagarés se mantendrán fijas durante toda su vida. Considerando la calificación crediticia del Gobierno Federal en pesos y la probabilidad de incumplimiento, las pérdidas crediticias esperadas al 31 de diciembre de 2018 son \$0.

Al 31 de diciembre de 2018 vencieron 2 pagarés, el primero con vencimiento del 31 de marzo de 2017 por \$ 1,562,288 (\$ 1,518,932 por el pagare \$43,356 por los intereses) y el segundo con vencimiento del 31 de marzo de 2018 por \$ 2,551,024 (\$2,364,053 por el pagaré y \$186,971 por los intereses), mismos que fueron aportados al FOLAPE, fidéicomiso utilizado por Petróleos Mexicanos para pagar el pasivo laboral devengado. La monetización del segundo pagaré se llevó a cabo 2 días después de la fecha de vencimiento del documento, lo que generó un interés adicional por \$644, el importe monetizado del segundo pagaré fue \$2,551,668 (\$2,364,053 por el principal y \$187,615 por los intereses).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

b. Otros activos-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo de otros activos se integra como sigue:

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Seguros y fianzas	\$ 3,591,079	3,089,801
Pagos anticipados	1,114,513	1,593,315
Otros	1,720,218	1,211,984
Total	\$ 6,425,810	5,895,100

(18) Deuda-

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2018 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 15 de noviembre de 2017, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades 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. 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 (\$143,000,000 equivalentes a US\$7,813,000).

El Consejo de Administración aprobó los términos y condiciones para el cumplimiento de las obligaciones de contratación de deuda pública de Petróleos Mexicanos para el año fiscal 2018, de acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento. Estos términos y condiciones son promulgados de conformidad con los lineamientos aprobados por la SHCP para el ejercicio fiscal 2018.

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 2018.

Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- El 12 de febrero de 2018 Petróleos Mexicanos emitió un bono por US\$4,000,000 bajo el Programa de Pagares de Mediano Plazo Serie C por hasta US\$92,000,000, en dos tramos: (i) US\$2,500,000, con vencimiento en febrero de 2028 a una tasa de 5.35%, y (ii) US\$1,500,000, con vencimiento en febrero de 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 febrero de 2048 a tasa 6.35%. Los bonos con vencimiento en 2044 por US\$952,454, generaron nuevos bonos con vencimiento en febrero de 2048 por US\$881,899, con tasa anual de 6.350%. Los bonos con vencimiento en 2046 por US\$1,021,065, generaron nuevos bonos con vencimiento en febrero de 2048 por US\$946,764 y tasa anual de 6.350%.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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.
- El 27 de marzo, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito asegurado por un monto de US\$181,101 con vencimiento en febrero de 2025, a tasa Libor a 6 meses más 0.70% anual, los recursos fueron dispuestos el 13 de abril de 2018.
- El 16 de abril de 2018, la Emisora incrementó el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US \$92,000,000 a US\$102,000,000.
- El 24 de mayo de 2018, Petróleos Mexicanos emitió un bono por €3,150,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US\$102,000,000 en cuatro tramos: (i) €600,000, a una tasa de 2.500% con vencimiento el 24 de noviembre de 2022; (ii) €650,000, a una tasa variable con vencimiento el 24 de agosto de 2023; (iii) €650,000 a una tasa de 3.625% con vencimiento el 24 de noviembre de 2025; y (iv) €1,250,000, a una tasa de 4.750% con vencimiento el 26 de febrero de 2029.
- El 4 de junio de 2018, Petróleos Mexicanos emitió ₱365,000, a una tasa de 1.750% con vencimiento en diciembre de 2023 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US\$102,000,000.
- El 26 de junio de 2018, AGRO refinanció una línea de crédito por US\$250,000 por una nueva línea de crédito por el mismo monto, a tasa Libor más 300 puntos base sobre una trimestral y con vencimiento el 26 de diciembre de 2025. Esta línea de crédito está garantizada por Petróleos Mexicanos.
- El 23 de agosto de 2018, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito por un monto de US\$200,000, a tasa Libor, con vencimiento en 2023.
- El 23 de octubre de 2018, Petróleos Mexicanos emitió un bono por US\$2,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US\$102,000,000, con vencimiento en 2029 a una tasa de 6.500%.
- El 9 de noviembre de 2018, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de \$9,000,000 con vencimiento en 2023.
- El 30 de noviembre de 2018 Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito asegurado por Sace de Italia por un monto de US\$250,000 con vencimiento en 2028, el cual pagará una tasa de interés de Libor a 6 meses más 0.80% anual.

Al 31 de diciembre de 2018, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por US\$6,700,000 y \$32,500,000, de las cuales están disponibles US\$6,400,000 y \$26,200,000.

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 (hasta el 13 de julio de 2018, fecha en que se emitió la declaratoria de liquidación, ver Nota 1).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018, PMI HBV (la cual fue reemplazada por HHS después del 31 de julio de 2018 como deudor) obtuvo US\$21,449,200 y pagó US\$21,099,000 de líneas de crédito revolventes. El monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito al 31 de diciembre de 2017 fue de US\$350,000. Al 31 de diciembre de 2018, el monto pendiente de pago fue de US\$700,000.

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:

- 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.
- 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.
- 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).
- 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.
- 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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.
- 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.
- El 16 de noviembre de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por £450,000, a tasa de 3.75% con vencimiento en 2025.
- 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 el 18 de diciembre de 2020.
- 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 el 21 de diciembre de 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.

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 2018 y 2017 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 2018 y 2017, la deuda documentada se integra se muestra en la hoja siguiente.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

2018				
	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 2048	\$ 1,163,861,026	US\$ 59,130,566
Crédito al comprador	Libor más 0.85%	Varios hasta 2019	5,904,870	300,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.45% a 3.81%, Libor más 0.24% a 1.75%	Varios hasta 2028	52,159,977	2,650,015
Crédito directo	Tasa fija de 3.31% a 5.25% y Libor más 1.65% a 1.75%	Varios hasta 2031	51,365,998	2,609,676
Crédito sindicado	Libor más 0.85%	Varios hasta 2020	39,164,611	1,989,778
Préstamos bancarios	Libor más 1.19% a 3.5%	Varios hasta 2023	2,704,412	137,399
Arrendamiento financiero	Tasa fija del 4.44% a 4.54%	Varios hasta 2025	6,053,280	307,540
Financiamiento por venta y posterior arrendamiento (4)	Tasa fija de 5.4% y 8.4%	Varios hasta 2036	30,903,650	1,570,076
Total en dólares estadounidenses			1,352,117,824	US\$ 68,695,050
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.875% a 5.5%	Varios hasta 2030	334,044,298	€ 14,842,851
Arrendamiento financiero	Tasa fija de 11.26%	Varios hasta 2022	222	10
Crédito directo	Tasa fija de 5.11%	Varios hasta 2023	11,255,352	500,118
Total en euros			345,299,872	€ 15,342,979
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2026	31,171,326	¥ 173,850,117
En pesos				
Certificados bursátiles	TIE menos 0.06% a 1.35% y tasa fija de 7.19% y 9.1%	Varios hasta 2026	148,090,688	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIE más 0.50% a 4.0%	Varios hasta 2029	32,309,858	
Crédito sindicado	TIE más 0.95	Varios hasta 2025	28,925,329	
Total en pesos			209,325,875	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	59,727,769	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 1.5% a 8.25%	Varios hasta 2025	48,192,756	
Total del principal en moneda nacional ⁽²⁾			2,045,835,422	
Más:				
Intereses devengados			33,432,631	
Documentos por pagar a contratistas ⁽³⁾			3,018,063	
Total principal e intereses de la deuda			2,082,286,116	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			154,191,754	
Porción circulante de arrendamiento financiero			2,490,963	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo ⁽³⁾			1,680,361	
Intereses devengados			33,432,631	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			191,795,709	
Deuda a largo plazo			\$ 1,890,490,407	

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

			2017	
	Tasa de interés ⁽¹⁾	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
En dólares estadounidenses				
	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más		\$	
Emisión de bonos	0.35% a 3.65%	Varios hasta 2047	1,138,845,231	57,556,097
Crédito al comprador	Libor más 0.85%	Varios hasta 2018	25,722,710	1,300,000
	Tasa fija de 2.35% a 3.81%, Libor			3,283,741
Financiamiento de proyectos	más 0.24% a 1.75%	Varios hasta 2025	64,974,389	
	Tasa fija de 5.25% a 5.44% y Libor más			
Crédito directo	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 (4)	Tasa fija de 0.45% y 0.7%	Varios hasta 2036	32,677,268	1,651,476
Total en dólares estadounidenses			1,355,781,294	68,519,829
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	11,879,379	500,081
Total en euros			299,265,574	12,598,056
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2026	30,541,407	173,827,018
En pesos				
	TIIIE menos 0.06% a 1.35% y tasa fija de			
Certificados bursátiles	7.19% y 9.1%	Varios hasta 2026	149,564,918	
	Tasa fija de 6.55% y TIIIE más			
Crédito directo	0.85% a 1.25%	Varios hasta 2025	28,597,423	
Crédito sindicado	TIIIE más 0.95	Varios hasta 2025	33,646,107	
Total en pesos			211,808,448	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	57,197,211	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 1.5% a 8.25%	Varios hasta 2025	47,148,936	
Total del principal en moneda nacional ⁽²⁾			2,001,742,870	
Más:				
Intereses devengados			32,078,624	
Documentos por pagar a contratistas ⁽³⁾			4,053,577	
Total principal e intereses de la deuda			2,037,875,071	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			119,855,835	
Porción circulante de arrendamiento financiero			3,101,723	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo ⁽³⁾			2,173,285	
Intereses devengados			32,078,624	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			157,209,467	
Deuda a largo plazo			\$ 1,880,665,604	

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 de diciembre de	
	2018 ⁽ⁱ⁾	2017 ⁽ⁱ⁾
Movimientos de la deuda:		
Saldo al inicio del año	\$ 2,037,875,071	1,983,170,730
Captaciones - instituciones financieras	899,769,012	704,715,468
Amortizaciones	(838,934,803)	(639,950,041)
Intereses devengados	120,727,022	117,644,548
Intereses pagados	(115,289,389)	(108,910,417)
Variación cambiaria	(19,762,208)	(16,685,439)
Primas, descuentos y gastos de emisión de deuda	(2,098,589)	(2,109,778)
Saldo al final del año	\$ 2,082,286,116	2,037,875,071

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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 en adelante	Total
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 191,795,709	189,948,833	184,328,985	171,607,627	168,577,397	1,176,027,565	2,082,286,116

- (1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las tasas de interés eran las que siguen: LIBOR tres meses 2.80763% y 1.69428%, respectivamente; LIBOR seis meses 2.875630% y 1.83707%, respectivamente; TIIE a 28 días 8.5897 % y 7.6241%, respectivamente; TIIE a 91 días 8.6375% y 7.6556%, respectivamente.
- (2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, de bancos extranjeros fue de \$ 1,746,196,819 y \$1,701,363,406.
- (3) Los documentos por pagar a contratistas se incluyen en el rubro de deuda a corto y largo plazo y se detallan como se muestra a continuación:

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Total documentos por pagar a contratistas ^{(a) (b)}	\$ 3,018,063	4,053,577
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	1,680,361	2,173,285
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	\$ 1,337,702	1,880,292

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- (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 2018 y 2017, el saldo pendiente de pago era de \$1,153,108 y \$ 1,678,843, 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 2018 y 2017, el saldo era de \$1,864,955 (US\$94,751) y \$2,374,734 (US\$120,017), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

Año	US\$
2019	\$ 25,267
2020	25,267
2021	25,267
2022	18,950
Total	\$ 94,751

- (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 de 2018, como se muestra a continuación:

Años	Pesos	US\$
2019	\$ 3,865,651	196,396
2020	3,865,651	196,396
2021	3,865,651	196,396
2022	3,865,651	196,396
2023	3,865,651	196,396
2024 y posteriores	35,325,193	1,794,715
	54,653,448	2,776,695
Menos intereses no devengados a corto plazo	2,309,281	117,324
Menos intereses no devengados a largo plazo	21,440,519	1,089,297
Total arrendamiento capitalizable	30,903,648	1,570,074
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)	1,556,370	79,072
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	\$ 29,347,278	1,491,002

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(5) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	2018	2017
Dólar estadounidense	\$ 19.6829	19.7867
Yen japonés	0.1793	0.1757
Libra esterlina	25.0878	26.7724
Euro	22.5054	23.7549
Franco suizo	19.9762	20.2992
Dólar canadiense	14.4138	15.7858
Dólar australiano	13.8617	15.4752

(19) Instrumentos financieros derivados-

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

La normatividad en materia de administración de riesgos financieros de PEMEX señala que los IFD deben ser utilizados con fines de mitigación de riesgos. El uso de los IFD para cualquier otro propósito debe ser aprobado conforme a las normas internas vigentes. PEMEX cuenta con un Grupo de Trabajo de Riesgos Financieros (GTRF), el cual es un grupo de trabajo especializado con capacidad de decisión en materia de exposición a riesgos financieros, esquemas de mitigación de riesgos financieros y contratación de IFD de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales.

Los IFD aprobados son negociados principalmente en el mercado OTC (Over the Counter); sin embargo, pueden ser utilizados instrumentos de mercados organizados. Para el caso de PMI Trading, los IFD son negociados en CME-Clearport.

Los tipos de IFD que PEMEX negocia se encuentran descritos dentro de las subsecciones posteriores, correspondientes a cada tipo de riesgo y relacionados con los mercados aplicables, definidos anteriormente.

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

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Asimismo, algunas de las empresas 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 a 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 TRI (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.

PEMEX no cuenta con un tercero independiente que verifique el cumplimiento de la normatividad anterior; sin embargo, se cuenta con procesos de control interno que validan el cumplimiento de las políticas y directrices vigentes.

A. Administración de Riesgos

l. 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 2018, aproximadamente 15.3% del total de la deuda, incluyendo los IFD, consistía en 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018, PEMEX tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nocional agregado de US\$ 1,401,250, a una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.35% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 6.29 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\$ 56,692, a una tasa fija promedio ponderada de 4.17% y plazo a vencimiento promedio de 3.41 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 indizados 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 y la libra esterlina contra el dólar americano, y la UDI contra el peso.

Al 31 de diciembre de 2018, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto notional agregado de \$6,844,866 y en 2017, PEMEX contrató instrumentos del mismo tipo para cubrir el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto notional agregado de \$6,291,969.

Adicionalmente, en 2018, se contrataron, sin costo, estructuras conformadas por un swap de moneda y la venta de un call con el objetivo de realizar la cobertura de riesgo del notional agregado de cuatro emisiones de deuda en euros por €3,150,000 y de una emisión de deuda en francos suizos por Fr.365,000, garantizando una protección completa hasta un tipo de cambio determinado y protección parcial por encima de dicho nivel.

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 notional de tres emisiones de deuda en euros por un notional agregado de €4,250,000. Con estas 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 notional, por el monto total de las emisiones.

Además, en 2017, 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 notional 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.

PEMEX registró, por el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 y por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 un rendimiento (pérdida) cambiaria por \$23,659,480, \$23,184,122 y \$(254,012,743), respectivamente, que incluye principalmente la variación cambiaria de la deuda por \$19,762,208, \$16,685,439 y \$ (243,182,764), 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, 89.77% (principal solamente), al 31 de diciembre de 2018, 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 al 31 de diciembre de 2018 se debió a la apreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de \$19.7867 por US\$1.00 a un tipo de cambio de \$19.6829 por US\$1.00 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018. 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por otro lado, algunas de las empresas 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 empresas PMI contratan IFD de tipo de cambio con el propósito de mitigar el riesgo asociado 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 tanto con PEMEX como 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.

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.

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

En 2017, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el establecimiento de un Programa Anual de Coberturas Petroleras. A partir de ese momento, PEMEX ha implementado estrategias de cobertura para proteger 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

En abril de 2017, PEMEX implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2017, en la cual se cubrieron 409 mil barriles día para los meses de mayo a diciembre de dicho ejercicio fiscal, con un costo de US\$133,503. Posteriormente, durante el segundo semestre de 2017, implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2018, en la cual se cubrieron 440 mil barriles día para los meses de enero a diciembre de dicho ejercicio fiscal, con un costo de US\$ 449,898.

Durante 2018, se implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2019, en la cual se cubrieron 320 mil barriles día para el periodo comprendido entre diciembre 2018 y diciembre de 2019, con un costo de US\$ 149,588.

Por otro lado, como servicio adicional a la oferta del suministro de gas natural, Pemex TRI ofrece a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de IFD sobre gas natural, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio del gas natural. Hasta 2016, para llevar a cabo este servicio, Pemex TRI 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 TRI con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A partir de 2017, Pemex TRI 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 2018 no se habían realizado operaciones bajo este esquema.

Por lo anterior, Pemex TRI 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. Cuantificación de riesgo de mercado

Con el fin de presentar la exposición al riesgo de mercado prevaeciente en los instrumentos financieros de PEMEX, a continuación se presentan los resultados de la cuantificación de riesgos que PEMEX realiza en apego a las prácticas internacionales de administración de riesgos.

Cuantificación de riesgo de tasa de interés

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. El VaR de los portafolios incorpora el riesgo de tasas y sobretasas. Adicionalmente, para los portafolios en moneda nacional, el VaR incluye el riesgo de variaciones en la inflación implícita en los títulos denominados en UDI. Para la gestión de los portafolios, el riesgo de tasa de interés se encuentra acotado a través de límites de VaR.

El VaR de los portafolios de inversión de PEMEX al 31 de diciembre de 2018 es de \$(17.19) para el portafolio de Tesorería MXP, de \$0.00 para el portafolio de FOLAPE y de US\$ 0.00 para el portafolio de Tesorería USD. El portafolio del Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (FICOLAVI) y el portafolio de Tesorería MXP administrado por Operadora de Fondos Nafinsa, S.A. de C.V. (OFINSA) fueron dados de baja en 2018.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Además de encontrarse expuesto a un riesgo de tasa de interés en los IFD en los que está obligado a realizar pagos en tasa flotante, los IFD de PEMEX se encuentran expuestos a una volatilidad en el MtM por la variación en las curvas de tasas de interés utilizadas en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y de los financiamientos a un incremento de 10 puntos base (pb) paralelo sobre curvas cupón cero. El incremento de 10pb permite estimar de manera sencilla el impacto para valores proporcionales a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieros.

Para el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad tanto a las curvas con las que se valúan los IFD (Curvas Interbancarias), como con las curvas con las que se estimó el valor justo de la deuda (Curvas PEMEX). Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo no son utilizadas en la gestión, dado que PEMEX no tiene la intención de realizar prepagos de su deuda o cancelar sus derivados anticipadamente, no está expuesto al riesgo de tasa de interés derivado de sus obligaciones en tasa fija.

Derivados de tasa y moneda Sensibilidad a Tasa de Interés + 10 pb

Divisa	Curvas Interbancarias		Sensibilidad neto	Curva PEMEX
	Sensibilidad financiamiento	Sensibilidad derivados		Sensibilidad financiamiento
<i>En miles de dólares</i>				
Franco suizo \$	3,816	(3,473)	343	3,340
Euro	103,859	(85,825)	18,034	73,784
Libra esterlina	5,871	(5,445)	426	4,598
Yen	7,600	(3,470)	4,130	5,518
Peso	24,783	1,693	26,476	19,808
UDI	14,032	(14,032)	0	9,803
US\$	779,844	93,006	872,850	333,180

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 2018 y al 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido mayor en \$649,339, la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido mayor en \$704,011 y la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido mayor en \$841,024, 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 al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido menor en \$649,339, la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido menor en \$704,011 y la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido menor en \$841,024, como consecuencia de un menor costo por interés.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 período de un año. Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo para llevar a cabo las actividades de gestión de riesgos del portafolio de deuda, se realizan periódicamente análisis cuantitativos con el fin de estimar la magnitud de la exposición al riesgo cambiario generada por emisiones de deuda. A partir de dichos análisis, PEMEX ha seleccionado como estrategia para mitigar el riesgo moneda la contratación de los IFD que se muestran en la siguiente 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% Derivado	1% Neto		1% Financiamient
	En miles de dólares				
Franco suizo	(15,283)	14,597	(686)	(463)	(14,183)
Euro	(214,136)	185,752	(28,384)	(25,365)	(173,687)
Libra esterlina	(12,318)	11,701	(617)	(527)	(10,292)
Yen	(17,118)	11,569	(5,549)	(4,482)	(14,158)
Peso	(104,478)	(32,064)	(136,542)	(164,722)	(95,975)
UDI	(30,163)	30,163	(0)	(0)	(25,951)

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 franco, al euro, a la libra y al yen es resultado de la delta de las estructuras de opciones antes descritas (Seagull Options y Calls), y a los niveles actuales de los tipos de cambio, representa un menor costo de fondeo que el de estrategias de cobertura realizadas a través de swaps.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2018 y al 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido mayor en \$ 192,025, la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido mayor en \$ 149,669 y la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido mayor en \$ 124,512, 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 al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido menor en \$ 192,025, la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido menor en \$ 149,669 y la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido menor en \$ 124,512, esto 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 TRI 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 2018, el portafolio de IFD de gas natural de Pemex TRI 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 2018, 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\$ (8,687); con un nivel mínimo de US\$ (2,903) registrado el 11 de junio de 2018 y un máximo de US\$ (26,533) registrado el 21 de septiembre de 2018. Al 31 de diciembre de 2017, el VaR de la cartera global se ubicó en US\$ (8,789).

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% para un periodo de un año. Al 31 de diciembre de 2018, éste se situó en US\$ (19,651).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

II. *Riesgo de contraparte o de crédito*

Quando el valor razonable, o Mark-to-Market (MtM), 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, al 31 de diciembre de 2018, en siete swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas y, durante 2017 en tres swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros. 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 2018 no se ha contratado ninguna operación con esta característica.

Adicionalmente, PEMEX tiene contratados IFD con cláusulas de mandatory early termination (mediante las cuales, en una fecha determinada, independientemente del valor del MtM de la operación, se realiza la terminación anticipada del IFD con la liquidación del MtM correspondiente, pudiendo contratar el IFD con la misma contraparte o con una nueva), que reducen el riesgo crediticio generado por el plazo del IFD al acortarlo a una fecha específica. Al 31 de diciembre de 2018, PEMEX tiene contratadas dos estructuras Seagull Option de yen con cláusulas de terminación en 2021.

De acuerdo con la norma NIIF13 – "Medición del Valor Razonable", el 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.

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 Credit Default Swaps (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.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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
<i>En miles de dólares</i>							
A+	33,574	327,062	478,533	290,207	189,464	129,778	0
A	172,468	1,069,540	1,051,02	933,130	260,363	189,119	0
A-	54,288	143,584	9,780	0	0	0	0
BBB+	72,570	1,567,608	2,229,08	2,293,010	2,259,894	1,724,21	650,900
BBB-	(71,491)	33,290	127,099	151,033	156,401	160,631	0

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2018, la posición en moneda nacional de PEMEX de acuerdo con la calificación de las emisiones es la siguiente:

Calificación emisión*	Valor nominal
mxAAA	\$ 100,344

* 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, dada la calificación crediticia actual, la probabilidad de incumplimiento en dicha divisa es cero.

Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD, Pemex TRI, ha disminuido significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

Como primera restricción, los clientes de Pemex TRI a los que se les ofrece el servicio de coberturas, deben contar con un contrato de suministro de gas natural vigente y suscribir un contrato marco de coberturas, para contratar IFD con 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 TRI), 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El 20 de agosto de 2014, se decretaron algunas modificaciones a los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura, las cuales le permiten a Pemex TRI, ofrecer a los clientes con una adecuada calificación crediticia, con base en una evaluación financiera y crediticia interna, IFD exentos de garantía hasta cierto monto haciendo uso de una línea de crédito, autorizada por el comité de crédito correspondiente. En este caso, si la línea de crédito mencionada es insuficiente para cubrir el riesgo de las operaciones abiertas, los clientes están obligados a presentar depósito de garantías. Asimismo, en caso de presentarse un evento de incumplimiento de pago de las operaciones de IFD por parte de algún cliente, éstas son liquidadas inmediatamente y posteriormente, se suspende el suministro de gas natural hasta que el adeudo aplicable sea pagado.

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex TRI mantiene un valor razonable, incluyendo primas diferidas, de \$ 143 para clientes con línea de crédito exenta de garantías y \$ 134 con los clientes que cuentan con línea de crédito garantizada. El importe total de las líneas de crédito exentas de garantías se mantiene en \$ 21,391 con un 1% de utilización, mientras que el importe total de líneas de crédito garantizadas desciende a \$ 1,000 con un 13% de utilización.

Al 31 de diciembre de 2018, 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 TRI.

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex TRI mantiene operaciones con IFD con dos clientes industriales, los cuales representan el 100% del volumen total (MMBtu) de IFD.

Al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 no existe saldo a favor de Pemex TRI por colaterales enviados a Mex Gas Supply, S.L., la filial de Pemex TRI. 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 TRI, quien a su vez utilizó estos recursos para responder a Mex Gas Supply, S.L. para solventar sus compromisos con las contrapartes internacionales.

No se considera necesario revelar la estimación de la exposición crediticia del portafolio de IFD que Pemex TRI mantiene a través de Mex Gas Supply S.L., debido a que las operaciones se encuentran colateralizadas, el nocional vigente no es significativo y su vencimiento es menor a un año.

En PMI Trading, el riesgo de crédito asociado a los IFD se minimiza a través del uso de futuros e instrumentos estandarizados registrados en CME-Clearport.

III. Riesgo de liquidez

La principal fuente interna de liquidez de PEMEX proviene de la operación. Actualmente, a través de la planeación de financiamientos y la compra-venta de dólares para el balanceo de las cajas, PEMEX mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente tanto a sus gastos de operación e inversión, así como a otras obligaciones de pago, como es el caso de los requerimientos relacionados con IFD.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2018, PEMEX cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez. En pesos cuenta con tres líneas: una por \$ 3,500,000 con vencimiento en junio de 2019, una por \$ 20,000,000 con vencimiento en noviembre de 2019, y una por \$ 9,000,000 con vencimiento en noviembre de 2023. 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 considerando los requerimientos de flujo en cada divisa a fin de mantener la disponibilidad de los recursos.

Por otro lado, algunas de las empresas PMI minimizan su riesgo de liquidez 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, a través de esta estructura, estas empresas cuentan con acceso a préstamos bancarios hasta por un monto de US\$ 500,000.

Algunas de las empresas 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 2018 y al 31 de diciembre de 2017.

- 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 nocional y el promedio ponderado de las tasas de interés esperadas (de acuerdo a lo contratado) a la fecha de vencimiento.
- Las tasas variables promedio ponderadas están basadas en las tasas forward implícitas en la curva de rendimiento 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 Bloomberg.
- 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 2018 ⁽¹⁾

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2024 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
	2019	2020	2021	2022	2023			
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	\$ 53,962,520	\$ 40,098,959	\$ 94,686,304	\$ 83,674,076	\$ 91,790,092	\$ 827,719,134	\$ 1,191,931,085	\$ 1,084,252,622
Tasa de interés promedio (%)							5.8927%	
Tasa fija (yenes)	-	-	-	-	5,379,000	14,317,126	19,696,126	16,603,524
Tasa de interés promedio (%)							1.3484%	
Tasa fija (libras)	-	-	-	8,763,410	-	11,205,575	19,968,985	20,257,139
Tasa de interés promedio (%)							5.7248%	
Tasa fija (pesos)	-	10,017,084	20,257,747	1,999,192	-	88,324,131	120,598,154	101,639,764
Tasa de interés promedio (%)							7.4872%	
Tasa fija (UDI)	19,366,459	4,999,710	4,066,182	-	-	31,275,418	59,727,769	51,079,974
Tasa de interés promedio (%)							2.7362%	
Tasa fija (euros)	21,466,509	29,215,492	39,343,306	35,884,701	31,437,421	173,348,554	330,695,983	325,772,611
Tasa de interés promedio (%)							3.7123%	
Tasa fija (francos suizos)	5,991,035	11,966,770	3,001,116	-	7,264,850	-	28,223,771	27,916,869
Tasa de interés promedio (%)							1.8697%	
Total de deuda a tasa fija	100,806,523	96,298,015	161,354,655	130,321,379	135,871,363	1,146,189,938	1,770,841,873	1,627,522,522
Tasa variable (dólares)	23,231,281	63,823,350	14,517,807	32,878,778	11,136,784	17,616,801	163,204,801	169,873,202
Tasa variable (yen)	-	11,475,200	-	-	-	-	11,475,200	11,264,120
Tasa variable (euros)	-	-	-	-	14,601,014	-	14,601,014	16,093,157
Tasa variable (pesos)	34,322,574	18,352,215	8,456,465	8,407,405	6,968,237	12,220,826	88,727,722	88,624,217
Total de deuda a tasa variable	57,553,855	93,650,765	22,974,272	41,286,183	32,706,035	29,837,627	278,008,737	285,854,697
Deuda total	\$ 158,360,378	\$ 189,948,780	\$ 184,328,927	\$ 171,607,562	\$ 168,577,398	\$ 1,176,027,565	\$ 2,048,850,610	\$ 1,913,377,219

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 2018 de \$ 19.6829 = USD\$ 1.00; \$ 0.17930 = 1.00 Yen japonés; \$ 25.0878 = 1.00 Libra esterlina; \$ 6.226631 = 1.00 UDI; \$ 22.5054 = 1.00 Euro y \$ 19.9762 = 1.00 Franco suizo.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 (%)							5.7747%	
Tasa fija (yenes)	-	-	-	-	-	19,296,607	19,296,607	18,040,398
Tasa de interés promedio (%)							1.3485%	
Tasa fija (libras)	-	-	-	-	9,345,839	11,952,816	21,298,655	24,381,394
Tasa de interés promedio (%)							5.7246%	
Tasa fija (pesos)	-	-	10,033,017	20,376,655	1,999,098	88,349,072	120,757,842	171,683,692
Tasa de interés promedio (%)							7.4876%	
Tasa fija (UDi)	-	18,477,076	4,764,175	3,874,313	-	30,081,647	57,197,211	56,536,905
Tasa de interés promedio (%)							2.7458%	
Tasa fija (euros)	1,043	32,042,196	30,801,894	41,508,857	23,655,950	171,255,634	299,265,574	330,573,998
Tasa de interés promedio (%)							3.6736%	
Tasa fija (francos suizos)	4,565,075	6,068,686	12,149,953	3,046,567	-	-	25,850,281	26,957,785
Tasa de interés promedio (%)							1.8387%	
Total de deuda a tasa fija	58,031,935	116,106,214	118,039,660	164,038,840	119,076,937	1,129,772,323	1,705,065,909	1,841,578,940
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)	8,734,371	27,995,083	18,341,742	8,459,163	8,394,483	19,125,764	91,050,606	94,188,981
Total de deuda a tasa variable	67,098,907	43,297,184	91,676,088	21,268,829	39,684,208	37,505,321	300,730,537	311,804,280
Deuda total	\$ 125,130,842	159,403,398	209,915,748	185,307,669	158,761,145	1,167,277,644	2,005,796,446	2,153,383,220

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 UDi; \$ 23.7549 = 1.00 Euro y \$ 20.2992 = 1.00 Franco suizo.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados
contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2018^{(1) (2)}

	Año de la fecha de vencimiento esperada					2024 en adelante	Nacional total	Valor razonable (3)
	2019	2020	2021	2022	2023			
Instrumentos de Cobertura (2) (4)								
IFD de tasa de interés								
Swaps de tasa de interés (Dólares americanos)								
Variable a fija	\$ 4,692,574	4,706,039	4,661,811	4,546,095	4,406,561	5,683,437	28,696,517	644,746
Tasa de pago promedio	3.18%	3.20%	3.22%	3.25%	3.37%	3.74%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio	4.22%	4.07%	3.94%	4.08%	4.40%	5.25%	N.A.	N.A.
IFD de divisas								
Swaps de moneda								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	20,782,857	28,568,548	36,709,101	35,121,361	45,930,033	175,091,781	342,203,681	5,495,541
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	-	12,971,158	-	-	4,750,499	-	17,721,657	(1,112,629)
Recibe libras esterlinas/Paga Dólares americanos	-	-	-	9,819,995	-	11,645,585	21,465,580	(297,318)
Recibe UDI/Paga pesos	23,740,341	7,292,520	3,000,000	-	-	27,450,032	61,482,893	(4,392,093)
Recibe Francos Suizos/Paga Dólares americanos	6,466,978	11,488,074	2,978,666	-	7,184,259	-	28,117,977	486,310
Opciones de Moneda								
Compra Put, Vente Put y Vente Call sobre yenes	-	-	-	-	-	14,355,685	14,355,685	222,491
Compra Call, Vente Call y Vente Put sobre euros	-	-	39,497,823	13,542,111	14,670,620	99,308,812	167,019,366	165,458
Venta Call sobre libras esterlinas	-	-	-	-	-	11,296,695	11,296,695	(232,636)
Venta Call sobre francos suizos	-	-	-	-	7,315,424	-	7,315,424	(183,093)

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 2018 de \$ 19.6829 = USD\$ 1.00 y \$ 22.5054 = 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 Petróleos Mexicanos.
- (4) Las políticas y procedimientos de administración de riesgos de las empresas 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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	Nacional total	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	33,552,023	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	11,706,989	22,017,215	1,151,096
Recibe UDi/Paga pesos	-	23,740,341	7,292,520	3,000,000	-	20,605,166	54,638,027	(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
Opciones de Moneda								
Compra Put, Vende Put y Vende Call sobre yenas	-	-	-	-	-	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 empresas 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

PEMEX calcula el valor razonable de los IFD mediante herramientas desarrolladas por proveedores de información de mercado como Bloomberg y mediante diversos modelos de valuación implementados en los sistemas que se utilizan para integrar las diferentes áreas de negocio y contabilidad de PEMEX, como por ejemplo SAP (System Applications Products). PEMEX no cuenta con políticas para la designación de un agente de cálculo y valuación.

El portafolio de IFD de PEMEX está compuesto principalmente de swaps cuyo MtM es estimado proyectando los flujos futuros y descontándolos con el factor de descuento correspondiente; en el caso de las opciones de moneda, se utiliza el Modelo Black and Scholes y en el caso de las opciones de crudo se utiliza el Modelo de Levy para opciones asiáticas.

De acuerdo con la norma NIIF13 – "Medición del Valor Razonable", el 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.

Debido a que las coberturas de PEMEX son de flujo de efectivo, la efectividad de las mismas se mantiene independientemente de las variaciones en los activos subyacentes o variables de referencia, ya que los flujos del activo se compensan totalmente con los de pasivo. Por lo anterior, no se considera necesario un cálculo de medidas de efectividad o el monitoreo de las mismas.

Los supuestos e insumos utilizados por PEMEX para el cálculo del valor razonable de sus IFD se encuentran clasificados en el Nivel 2 de la jerarquía del valor razonable.

Derivados implícitos

PEMEX de conformidad a la política establecida, ha analizado los diferentes contratos celebrados y ha determinado que, de acuerdo a las cláusulas de los mismos, éstos no presentan todos los términos que requieran segregarse al derivado implícito. De acuerdo con lo anterior al 31 de diciembre de 2017 no se han reconocido efectos por derivados implícitos (por moneda o por índice).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018 PEMEX reconoció una pérdida por \$ 3,142,662 en el rubro de (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto, la cual proviene de las variaciones en el valor razonable que presentan las cuentas por cobrar por la venta de hidrocarburos cuyas obligaciones de desempeño han sido satisfechas y cuya determinación del precio final se encuentra indexada a precios futuros del propio hidrocarburo.

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 (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto, en el estado consolidado del resultado integral.

Al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, el valor razonable neto de los IFD, vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones vencidas no realizadas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a \$6,487,032 y \$ 12,367,475, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nocional de los IFD del tipo OTC con posiciones vigentes o abiertas y vencidas no realizadas, al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, 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 Bloomberg.
- 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

IFD	Posición	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
		Valor		Valor	
		Nocional	Razonable	Nocional	Razonable
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	14,147,084	228,909	16,695,028	79,448
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 6M + spread	13,433,579	420,029	15,433,626	332,273
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	37,742,553	(237,428)	30,897,687	(216,441)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nocional en UDI.	23,740,341	(4,154,665)	23,740,341	(4,504,151)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.	12,971,158	(1,532,612)	13,039,563	(1,804,993)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	4,750,499	419,983	4,775,551	134,461
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 3M + spread y recibe flotante en EUR Libor 3M + spread.	15,073,938	(122,974)	-	-
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	327,129,743	5,618,515	278,440,124	19,065,727
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	9,819,995	(2,573)	10,310,216	560,982
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en GBP.	11,645,585	(294,745)	11,706,999	590,113
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	28,117,976	486,310	25,579,588	400,316
Opciones de moneda	PEMEX Compra Put, Vende Put y Vende Call sobre JPY	14,355,685	222,491	14,046,320	48,715
Opciones de moneda	PEMEX Compra Call, Vende Call y Vende Put sobre EUR	95,923,285	2,708,534	100,950,853	4,919,444
Opciones de moneda	PEMEX Vende Call sobre GBP	11,296,695	(232,636)	12,031,728	(239,626)
Opciones de moneda	PEMEX Vende Call sobre CHF	7,315,424	(183,093)	-	-
Opciones de moneda	PEMEX Vende Call sobre EUR	71,096,081	(2,543,075)	-	-
Forward de Tipo de Cambio	PEMEX Paga MXP y Recibe USD	-	-	59,360,100	(2,006,461)
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	(3,669)	136	(51,724)	6,934
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	3,622	(94)	50,846	(6,114)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	989	4	18,625	398
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	(989)	(4)	(18,625)	(397)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	1,115,854	(4,192)	1,423,368	(22,870)
Subtotal			796,820		17,337,758

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

IFD	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Opciones de Crudo	111.68	\$ 5,690,212	153.56	\$ (5,010,187)

IFD	Mercado	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros	Bursátil	2.6	\$ 441,954	2.1	\$ (141,693)
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	4.9	\$ 760,603	1.3	\$ (99,680)

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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 \$ 19.6829 y \$ 19.7867 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$ 22.5054 pesos por euro al 31 de diciembre de 2018 y de \$ 22.3109 pesos por euro al 31 de diciembre de 2017.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, PEMEX reconoció una (pérdida) utilidad neta de \$(22,258,613), \$25,338,324 y \$(14,000,987), respectivamente, reportada en el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación.

Las siguientes tablas muestran el 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 vencidas no realizadas, de PEMEX al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Derivados del activo	
	Valor razonable	
	Al 31 de Diciembre de	Al 31 de Diciembre de
	2018	2017
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Opciones de crudo	\$ 5,690,212	397,630
Opciones de divisas	2,931,025	4,968,159
Opciones de gas natural	4	398
Swaps de divisas	13,111,838	24,126,452
Swaps de gas natural	260	7,003
Swaps de propano	-	-
Swaps de tasa de interés	648,938	411,721
Otros	-	202,091
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	22,382,277	30,113,454
Total activo	\$ 22,382,277	30,113,454
Derivados en el pasivo		
Valor razonable		
Al 31 de Diciembre de		
	2018	2017
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Forwards	\$ -	(2,006,461)
Opciones de crudo	-	(5,407,817)
Opciones de divisas	-	-
Opciones de gas natural	(4)	(397)
Swaps de divisas	(15,890,830)	(10,301,983)
Swaps de gas natural	(218)	(6,182)
Swaps de tasa de interés	(4,193)	(22,870)
Otros	-	(269)
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	(15,895,245)	(17,745,979)
Total pasivo	(15,895,245)	(17,745,979)
Total IFD neto	\$ 6,487,032	12,367,475

La siguiente tabla presenta el rendimiento (costo) neto por IFD reconocido en el estado consolidado del resultado integral de PEMEX por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, el cual se presenta en el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Derivados no designados como instrumentos de cobertura		Importe del (costo) rendimiento reconocido en el estado consolidado del resultado integral por instrumentos financieros derivados		
		Al 31 de diciembre de		
		2018	2017	2016
Derivados implícitos	\$	(3,142,662)	-	-
Forwards		2,007,393	(1,976,241)	-
Futuros		374,112	(779,950)	(1,925,969)
Opciones de crudo		2,329,051	(3,771,604)	-
Opciones de divisas		(2,210,301)	5,255,931	(298,789)
Opciones de gas natural		185	673	(671)
Swaps de divisas		(21,902,567)	27,747,290	(11,633,605)
Swaps de gas natural		117	1,780	831
Swaps de propano		-	-	(3,805)
Swaps de tasa de interés		286,059	(34,306)	(138,979)
Otros		-	(1,105,249)	-
Total	\$	(22,258,613)	25,338,324	(14,000,987)

(20) Beneficios a los empleados-

Hasta diciembre de 2015, PEMEX tenía únicamente un plan de beneficio definido para el retiro de sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuían. A partir de 2016, PEMEX cuenta además con un plan de contribución definida, en el que tanto PEMEX como el trabajador realizan aportaciones a la cuenta individual del trabajador.

Los beneficios bajo el plan de beneficio definido se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo. PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos independientes y que incluyen la pensión por incapacidad y post mortem de la muerte de pensionados, así como el servicio médico a los jubilados y sus beneficiarios.

Para el plan de beneficio definido, PEMEX cuenta con Fideicomisos para el fondeo de los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto de operación) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones del propio Fideicomiso.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los montos totales reconocidos por estas obligaciones se muestran a continuación:

Pasivo por beneficios definidos	31 de diciembre	
	2018	2017
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del año	\$ 1,067,317,120	1,241,072,307
Pasivo por Otros Beneficios a Largo Plazo	13,224,926	17,363,815
Pasivo por beneficios definidos al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera	\$ 1,080,542,046	1,258,436,122

El detalle de los beneficios se muestra a continuación:

Cambios en el Pasivo Neto Proyectado de Beneficios Definidos retiro y post empleo:

Pasivo Neto Proyectado	31 de diciembre	
	2018	2017
Pasivo por Beneficios Definidos al inicio del período	\$ 1,241,072,307	1,202,624,665
Reconocimiento de las modificaciones al plan de pensiones	-	8,327
Costo del Servicio	20,819,804	13,079,341
Interés neto	97,571,478	95,402,917
Pago de beneficios definidos	(5,547,170)	(5,105,669)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	(214,105,342)	47,182,448
Cambios en supuestos Demográficos	(71,958,462)	(70,012,604)
Por experiencia durante el ejercicio	53,779,484	10,272,231
En activos durante el ejercicio	646,318	(453,206)
Efecto del techo del activo*	279,674	-
Traspaso al fondo de beneficios de largo plazo*	410,775	-
Remediciones	2,146	26,417
Contribuciones al fondo	(55,653,892)	(51,952,560)
Traspaso al fondo de Beneficios a Largo Plazo		
Pasivo por Beneficios Definidos al final del año	\$ 1,067,317,120	1,241,072,307

* PMI

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Cambios en los Activos del Plan	31 de diciembre	
	2018	2017
Activos del Plan al inicio del año	\$ 8,485,692	9,489,666
Rendimiento esperado de los activos	862,175	902,550
Pagos con cargo al fondo de pensiones	(56,834,688)	(54,312,270)
Contribuciones de la empresa al fondo	55,653,892	51,952,559
Ganancia / (Pérdida) actuarial de activos	(653,583)	453,187
Efecto del Techo del activo	(313,017)	-
Activos del Plan al final del año	\$ 7,200,471	8,485,692

El monto de las ganancias actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo reconocidas en otros resultados integrales neto de impuesto sobre la renta diferido por \$222,545,556 generados en el ejercicio 2018 obedece principalmente al incremento de la tasa de descuento al pasar de 7.89% a 9.29%, así como a la modificación en el supuesto de composición familiar a la jubilación para el personal activo, y a la modificación en la hipótesis de mortalidad para el personal jubilado. Otros factores que influyen fueron el cambio que sufrieron las obligaciones por concepto de movimientos en la población, edad, antigüedad, salario, pensiones y prestaciones, al aumento en las tasas de las ayudas de gas, gasolina y canasta básica (de 3.75% a 4.00%) para el personal jubilado, el aumento en la tasa de incremento salarial (de 4.77% a 5.02%) así como en el supuesto de inflación a largo plazo (de 3.75% a 4.00%).

Con base en la norma, la tasa de descuento del Pasivo Laboral se ha estimado utilizando como referencia las tasas de interés observadas en los bonos gubernamentales denominados en pesos (Cetes y Bonos M). Durante 2018, las tasas de interés de largo plazo de dichos bonos tuvieron un incremento de 100 pb promedio, como consecuencia de la volatilidad registrada en los mercados financieros mexicanos hacia el cierre del año. El incremento en dichas tasas impactó directamente en la estimación de la tasa de descuento del Pasivo Laboral.

Las contribuciones de la empresa al fondo incluyen el pagaré con vencimiento al 31 de marzo de 2018 por \$2,551,024 derivada de la Aportación del Gobierno Federal con motivo de la Modificación del Plan de Pensiones de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias. (Ver Nota 17-a.).

La contribución esperada para el Fondo en Fideicomiso para el ejercicio 2019 asciende a \$63,235,620 y los pagos a \$68,387,355.

La distribución de los activos del plan a la fecha de presentación de información es la siguiente:

Activos del Plan	31 de diciembre	
	2018	2017
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 4,976,125	135,757
Activos Financieros disponibles para la venta	-	1,034,178
Instrumentos de deuda	2,224,346	7,315,757
Suman los Activos del Plan	\$ 7,200,471	8,485,692

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)	31 de diciembre	
	2018	2017
Obligaciones por Beneficios Definidos al inicio del año	\$ 1,249,557,999	1,212,114,331
Costo del servicio	18,365,156	19,762,661
Costo financiero	98,759,209	96,331,015
Costo por servicios pasados	(103,845)	-
Pago de beneficios definidos	(62,388,283)	(59,417,940)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral ⁽¹⁾	(232,284,320)	(12,594,541)
Obligaciones liquidadas	(457,168)	-
Remediciones	2,139	(1,471)
Reducciones	-	(26,399)
Modificaciones al plan	2,782,151	(6,609,657)
Obligaciones por Beneficios Definidos al final del año	\$ 1,074,233,038	1,249,557,999

⁽¹⁾ Estas ganancias y pérdidas obedecen a cambios en supuestos financieros, demográficos y por experiencia durante el ejercicio.

Los efectos en el Pasivo Laboral por Beneficios definido al retiro y post empleo al final del periodo son:

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -10.56% y 13.00%, respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 2.15% y -1.69%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 8.54% y -7.54%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 1.25% y -1.10%, respectivamente en las obligaciones.

Los efectos mencionados anteriormente fueron determinados considerando el método de crédito unitario proyectado, que es el mismo que se utilizó en la valuación anterior.

La tabla base de mortalidad para el personal activo es la EMSSA2009 de la Circular Única de la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas con mejoras a la mortalidad al 2018. Para la valuación a diciembre se actualizó la tabla de mortalidad para el personal jubilado a una propuesta del actuario con base en la experiencia de Pemex. Por otro lado, la tabla de mortalidad para el personal incapacitado es la EMSSInc-IMSS2012 y para el personal inválido es la EMSSInv-IMSS2012.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los activos del plan están en un fideicomiso denominados Fondo Laboral PEMEX (FOLAPE), administrado por BBVA BANCOMER, S. A. y tiene un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria.

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 2018 y 2017:

*Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2018				
Activos del Plan:	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	Total
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 4,976,125	-	-	4,976,125
Instrumentos de deuda	2,224,346	-	-	2,224,346
Total	\$ 7,200,471	-	-	7,200,471

Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2017				
Activos del plan:	Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)	Otros insumos observables significativos (nivel 2)	Insumos no observables significativos (nivel 3)	Total
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 135,757	-	-	135,757
Activos Financieros disponibles para la venta	1,034,178	-	-	1,034,178
Instrumentos de deuda	7,315,757	-	-	7,315,757
Total	\$ 8,485,692	-	-	8,485,692

Los principales supuestos actuariales utilizados para determinar la obligación de los beneficios definidos para el plan se muestran en la siguiente página:

	31 de diciembre	
	2018	2017
Tasa de incremento de los salarios	5.02%	4.77%
Tasa de incremento de las pensiones	4.00%	3.75%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	7.65%
Supuesto de inflación	4.00%	3.75%
Tasa de incremento canasta básica para personal activo	5.00%	5.00%
Tasa de incremento canasta básica para personal jubilado	4.00%	3.75%
Tasa de incremento gas y gasolina	4.00%	3.75%
Tasa de descuento y de rendimiento de los Activos del Plan	9.29%	7.89%
Duración promedio de la obligación (años)	15.04	18.40

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Con base en la norma, la tasa de descuento del Pasivo Laboral se ha estimado utilizando como referencia las tasas de interés observadas en los bonos gubernamentales denominados en pesos (Cetes y Bonos M). Durante 2018, las tasas de interés de largo plazo de dichos bonos tuvieron un incremento de 100 pb promedio, como consecuencia de la volatilidad registrada en los mercados financieros mexicanos hacia el cierre del año. El incremento en dichas tasas impactó directamente en la estimación de la tasa de descuento del Pasivo Laboral.

Otros beneficios a largo plazo

Petróleos Mexicanos tiene establecidos otros planes de beneficios a largo plazo para sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen y que corresponden a la prima de antigüedad pagadera por invalidez, a la pensión post mortem (pagadera a la viuda del trabajador), servicio médico, gas y canasta básica por la muerte de trabajadores activos. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de separación. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

Los montos reconocidos por las obligaciones a largo plazo son los siguientes:

Cambios en el pasivo de Otros	31 de diciembre	
	2018	2017
Beneficios a Largo Plazo		
Pasivo/(Activo) por beneficios definidos al inicio del período	\$ 17,363,815	17,784,771
Costo de servicios presentes	(18,085)	-
Cargo a resultados del período	2,885,875	3,277,847
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:		
Cambios en supuestos Financieros	(3,741,132)	878,516
Cambios en supuestos Demográficos	(751,052)	(1,015,274)
Por experiencia durante el ejercicio	(2,259,569)	(3,558,599)
Interés Real Excluyendo ingreso por intereses	125,485	-
Efecto del Techo del Activo	33,344	-
Pago de Beneficios	(2,980)	(3,446)
Traspaso al fondo de beneficios post empleo reconocido en otras partidas de resultado integral	(410,775)	-
Pasivo por beneficios definidos al final del año	\$ 13,224,926	17,363,815

Los pagos esperados de los beneficios a largo plazo ascienden a \$300,869.

Los efectos en el pasivo por beneficios a largo plazo al final del período son:

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -14.80% y 19.25%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 4.64% y -3.32%, respectivamente en las obligaciones.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 0.48% y -1.73%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 4.26% y -3.88%, respectivamente en las obligaciones.

Los principales supuestos actuariales utilizados para determinar la obligación de los beneficios definidos para el plan son los que se muestran a continuación:

	31 de diciembre	
	2018	2017
Tasa de incremento de los salarios	5.02%	4.77%
Supuesto de inflación	4.00%	3.75%
Tasa de incremento canasta básica para personal activo	5.00%	5.00%
Tasa de incremento canasta básica para personal jubilado	4.00%	3.75%
Tasa de incremento gas y gasolina	4.00%	3.75%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	9.29%	7.89%
Duración promedio de la obligación (años)	15.04	18.40

Con base en la norma, la tasa de descuento del Pasivo Laboral se ha estimado utilizando como referencia las tasas de interés observadas en los bonos gubernamentales denominados en pesos (Cetes y Bonos M). Durante 2018, las tasas de interés de largo plazo de dichos bonos tuvieron un incremento de 100 pb promedio, como consecuencia de la volatilidad registrada en los mercados financieros mexicanos hacia el cierre del año. El incremento en dichas tasas impactó directamente en la estimación de la tasa de descuento del Pasivo Laboral.

(21) Provisión para créditos diversos-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

	31 de diciembre	
	2018	2017
Provisión gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 15)	\$ 84,050,900	68,797,600
Provisión juicios en proceso (ver Nota 29)	6,483,078	7,812,689
Provisión gastos protección ambiental	11,219,278	11,067,134
	\$ 101,753,256	87,677,423

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A continuación se muestra el análisis de la cuenta de provisión para taponamiento de pozos, juicios en proceso y gastos ambientales:

Taponamiento de pozos			
31 de diciembre			
		2018	2017
Saldo al inicio del año	\$	68,797,600	64,967,710
Incremento de la provisión contra el activo fijo		22,313,529	(3,791,482)
Efecto de tasa de descuento y tipo de cambio contra resultados		(6,953,200)	7,774,000
Aplicación de la provisión		(107,029)	(152,628)
Saldo al final del año	\$	84,050,900	68,797,600

Juicios en proceso			
31 de diciembre			
		2018	2017
Saldo al inicio del año	\$	7,812,689	15,119,692
Incremento de la provisión contra resultados		1,194,547	2,835,357
Cancelación de la provisión contra resultados		(2,502,807)	(1,973,153)
Aplicación de la provisión		(21,351)	(8,169,207)
Saldo al final del año	\$	6,483,078	7,812,689

Gastos ambientales			
31 de diciembre			
		2018	2017
Saldo al inicio del año	\$	11,067,134	8,230,476
Incremento de la provisión contra resultados		1,390,838	3,203,982
Cancelación de la provisión		(1,106,693)	(312,937)
Aplicación de la provisión		(132,001)	(54,387)
Saldo al final del año⁽¹⁾	\$	11,219,278	11,067,134

⁽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.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

(22) Revelaciones al estado de flujo de efectivo-

A continuación se muestran las partidas que no representan flujo de efectivo.

	31 de diciembre		
	2018	2017	2016
Actividades de inversión			
Activos financieros disponibles para la venta ⁽¹⁾	\$ -	5,564,130	207,817
Actividades de financiamiento			
Contratos de obra pública financiada	-	-	146,217,292
Efecto acumulado por conversión ⁽²⁾	846,191	6,096,459	21,386,903
Intereses devengados no cobrados ⁽³⁾	9,333,347	9,053,852	3,597,654
Intereses devengados no pagados ⁽⁴⁾	5,437,633	8,734,131	9,326,945

⁽¹⁾ Debido al cambio en el valor razonable en las acciones de Repsol, S.A, se reclasificó este importe del resultado integral al resultado del ejercicio.

⁽²⁾ Representa el efecto de la valuación de las diferentes subsidiarias cuya moneda funcional es diferente a la moneda de reporte de PEMEX.

⁽³⁾ Principalmente por los documentos por cobrar al Gobierno Federal.

⁽⁴⁾ Representa los intereses devengados no pagados provenientes principalmente de la deuda.

(23) 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 1º 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 disposiciones específicas para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 66.25% y 67.50% para 2018 y 2017 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 ha ido disminuyendo anualmente y a partir del 1 de enero de 2019, se establece una tasa de 65%.

Durante 2018 se causó DUC por un total de \$443,294,170, cifras de la declaración anual normal del ejercicio 2018, misma que se presentó el 25 de marzo de 2019, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de \$443,785,240 quedando un saldo a favor por \$491,070 al cierre de diciembre de 2018.

Durante 2017 Pemex Exploración y Producción causó DUC por un total de \$372,902,629, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de \$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.

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 2018 y 2017, se integra como sigue:

	31 de diciembre		
	2018	2017	2016
Derecho a la Utilidad Compartida (DUC)	\$ 443,294,170	372,902,629	304,299,019
DUC de años anteriores	14,883	2,095,429	-
Otros	446,464	260,775	514,356
Gastó (beneficio) por DUC diferido	26,178,078	(37,214,624)	(27,651,571)
Total de DUC y otros	\$ 469,933,595	338,044,209	277,161,804

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los principales conceptos que originan el saldo del activo por DUC diferido son:

	31 de diciembre	
	2018	2017
DUC diferido activo:		
Créditos fiscales	\$ 577,278,473	541,360,940
DUC diferido activo	577,278,473	541,360,940
DUC diferido pasivo:		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(288,913,978)	(455,697,786)
DUC diferido pasivo	(288,913,978)	(455,697,786)
DUC diferido neto, activo	288,364,495	85,663,154
DUC diferido no reconocido	(249,676,378)	(20,796,959)
Activo a largo plazo, neto	\$ 38,688,117	64,866,195

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:

	2018	2017	2016
Gasto esperado:	\$ 307,269,035	127,436,912	159,897,683
(Incremento) reducción resultante de:			
Beneficio esperado de contratos	(5,797,144)	-	-
Derechos ejercicio anterior	9,860	-	-
Ingresos no acumulables	(593,158,584)	(514,780,219)	(423,761,673)
Gastos no deducibles	291,676,831	387,343,306	263,863,990
Valor de la producción	610,206,103	518,433,469	441,655,000
Derechos deducibles	(55,005,397)	(39,503,110)	(29,918,201)
Reserva de DUC diferido	-	(48,689,612)	69,486,571
Gasto por DUC diferido	26,178,078	-	-
Límite de deducciones	(111,906,534)	(94,552,741)	(204,575,922)
DUC de años anteriores	14,883	2,095,429	-
Otros	446,464	260,775	514,356
Gasto por derecho a la utilidad compartida	\$ 469,933,595	338,044,209	277,161,804

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 Derecho por la Utilidad Compartida. El beneficio que se obtuvo por la aplicación de este decreto fue de \$11,170,076 y \$7,769,915, en el ejercicio de 2018 y 2017 respectivamente.

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 en 2017 la Secretaría de Hacienda y Crédito Público 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.

(b) Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)-

Este derecho resulta de aplicar al valor del hidrocarburo extraído (petróleo, gas natural asociado, gas natural no asociado, condensados), la tasa que corresponda según la fórmula establecida por cada tipo de hidrocarburo y empleando los precios de hidrocarburos en dólares por unidad, según corresponda.

Durante 2018 Pemex Exploración y Producción realizó pagos netos de este derecho por un total de \$ 83,027,015, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

(c) Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)-

Pemex Exploración y Producción como asignatario tiene la obligación de hacer pagos mensuales de este derecho. En 2018 las cuotas fueron de 1,294.71 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 3,096.04 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 2018 Pemex Exploración y Producción realizó pagos de este derecho por un total de \$1,027,058, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

(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 1,688.74 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 6,754.99 pesos por kilómetro cuadrado. Durante 2018 se realizaron pagos por este impuesto por un total de \$ 4,114,450, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 1,294.71 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a 3,096.04 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 \$1,688.74 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 \$6,754.99 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2018 han sido de 4.59 pesos por litro de gasolina Magna; 3.88 pesos por litro de gasolina Premium y 5.04 pesos por litro de diésel. Esta cuota se actualiza anualmente de acuerdo con la inflación y se ajusta mensualmente por las autoridades fiscales. Estas cuotas también gravan la importación de estos combustibles.
- 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 2018 han sido 40.52 centavos por litro de gasolina Magna, 49.44 centavos por litro de gasolina Premium y 33.63 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 2018 han sido 6.93 centavos por litro para el propano, 8.98 centavos por litro para el butano, 12.17 centavos por litro para la gasolina y gas avión, 14.54 centavos por litro para turbosina y otros querosenos, 14.76 centavos por litro para diésel, 15.76 centavos por litro para combustóleo y \$18.29 por tonelada de coque de petróleo. Esta cuota se incrementa anualmente de acuerdo con 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.

(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 subsidiarias.

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.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2018, 2017 y 2016 dichas compañías generaron ISR como se muestra como sigue:

	31 de diciembre		
	2018	2017	2016
ISR causado	\$ 3,109,971	3,546,912	6,201,842
ISR diferido	(11,465,343)	(9,334,064)	(18,842,211)
Total ISR	\$ (8,355,372)	(5,787,152)	(12,640,369)
ISR por dividendos obtenidos de PMI HBV por tratarse de Régimen Fiscal Preferente	\$	722,984	

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 el ISR diferido activo neto, de las EPS Pemex Transformación Industrial y Pemex Exploración y Producción no se ha reconocido debido a que no se tiene la certeza de que se generen utilidades fiscales en el futuro.

	Efecto Fiscal	
	2018	2017
Activos		
Provisiones	\$ 161,103,132	86,967,057
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	17,825,338	-
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar	489,166,032	566,055,701
Total activo	668,094,502	653,022,758
Pasivos		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	159,942,782	152,028,015
Otros	1,072,383	429,818
Total pasivos	161,015,165	152,457,833
Total de activos, neto	\$ 507,079,337	500,564,925

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los principales conceptos que originan el saldo del activo (pasivo) por ISR diferido son lo que se muestran a continuación:

	31 de diciembre de 2017	Reconocid o en resultados	Reconocido en ORI	31 de diciembre de 2018
<u>Impuesto sobre la renta diferido activo:</u>				
Provisiones	\$ 7,110,665	1,726,028	-	8,836,693
Pasivo laboral	47,086,457	2,181,696	(8,953,404)	40,314,749
Anticipo de clientes	42,208	(6,401)	-	35,807
Pasivos acumulados	744,865	(133,213)	-	611,652
Reserva por baja de valor de inventarios	-	982,228	-	982,228
Cuentas incobrables	739,748	24,176	-	763,924
Instrumentos financieros derivados	79,255	(49,581)	-	29,674
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	3,990,113	7,872,663	-	11,862,776
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ⁽¹⁾	21,532,979	(873,869)	-	20,659,110
Total impuesto sobre la renta diferido activo	81,326,290	11,723,727	(8,953,404)	84,096,613
<u>Impuesto sobre la renta diferido (pasivo):</u>				
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(3,443,618)	813,021	-	(2,630,597)
Otros	(810,310)	(1,071,405)	-	(1,881,715)
Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)	(4,253,928)	(258,384)	-	(4,512,312)
Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto	\$ 77,072,362	11,465,343	(8,953,404)	79,584,301

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 de diciembre de 2016	Reconocido en resultados	Reconocido en ORI	31 de diciembre de 2017
Impuesto sobre la renta diferido activo:				
Provisiones	\$ 4,626,602	2,484,063	-	7,110,665
Pasivo laboral	44,859,222	3,027,519	(800,284)	47,086,457
Anticipo de clientes	30,324	11,884	-	42,208
Pasivos acumulados	2,198,664	(1,453,799)	-	744,865
Cuentas incobrables	778,179	(38,431)	-	739,748
Instrumentos financieros derivados	223,518	(144,263)	-	79,255
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	1,390,952	2,599,161	-	3,990,113
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ⁽¹⁾	18,565,657	2,967,322	-	21,532,979
Total impuesto sobre la renta diferido activo	72,673,118	9,453,456	(800,284)	81,326,290
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(3,632,294)	188,676	-	(3,443,618)
Otros	(502,242)	(308,068)	-	(810,310)
Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)	(4,134,536)	(119,392)	-	(4,253,928)
Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto	\$ 68,538,582	9,334,064	(800,284)	77,072,362

⁽¹⁾ Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen un vencimiento hasta el año 2028.

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 en la siguiente hoja.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 de diciembre		
	2018	2017	2016
Beneficio esperado	\$ (41,316,168)	(20,055,588)	(14,901,324)
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	11,742,346	14,302,118	8,098,213
Actualización fiscal de ductos, inmuebles y equipo	(3,359,548)	(3,713,920)	(1,765,183)
Activo diferido no reconocido ⁽¹⁾	21,885,731	-	-
Gastos no deducibles	1,781,012	1,954,659	1,558,120
Otros, neto	911,255	1,725,579	(5,630,195)
Beneficio por impuesto sobre la renta	\$ (8,355,372)	(5,787,152)	(12,640,369)

⁽¹⁾ No se han reconocido activos por impuestos diferidos por \$21,885,731, originados por pérdidas fiscales pendientes por amortizar las cuales vencen entre 2025 y 2028, ya que no es probable que existan ganancias fiscales futuras contra la que Pemex Logística pueda utilizar los beneficios correspondientes.

El efecto acumulado de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales al 31 de diciembre de 2018 y 2017 ascendió a \$ 8,734,628 y \$ 17,688,032, respectivamente. Así mismo, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales del periodo se encuentra presentado en (pérdida) rendimiento integral por un monto de \$ (8,953,404) y \$ (800,824), respectivamente.

(24) Patrimonio (déficit)-

(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 17-a).

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 17-a).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los Certificados de Aportación "A" se integran como sigue:

	Importe	
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2016	\$	356,544,447
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2017		-
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2017		356,544,447
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2018		-
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2018	\$	356,544,447

(b) Aportaciones del Gobierno Federal-

Al 31 de diciembre de 2018 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.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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.

(e) Incertidumbre relativa al 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.

Hechos y condiciones

PEMEX ha reconocido pérdidas netas continuas durante los años 2018, 2017 y 2016, por \$180,419,837; \$280,850,619 y \$191,144,342, respectivamente. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se tiene un patrimonio negativo de \$1,459,405,432 y \$1,502,352,385, respectivamente, derivado principalmente de las pérdidas netas continuas que se han obtenido, y un capital de trabajo negativo de \$54,666,333 y de \$25,600,895 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por otro lado, PEMEX tiene una deuda importante, contraída principalmente para financiar los gastos de operación y de inversión necesarios para llevar a cabo sus operaciones debido a su importante carga fiscal (pago de derechos de extracción de hidrocarburos), el flujo de efectivo derivado de las operaciones de PEMEX en años recientes no ha sido suficiente para fondear sus gastos de operación, inversión y otros gastos, por lo que su endeudamiento ha incrementado significativamente y su capital de trabajo ha disminuido; esto aunado a la fuerte caída de los precios del petróleo, que inició a finales de 2014, y su comportamiento volátil subsecuente.

Al inicio de 2019, algunas agencias calificadoras disminuyeron la calificación crediticia de PEMEX, lo cual podría tener un impacto en las tasas de interés de los nuevos contratos o renegociaciones de deuda de PEMEX durante 2019.

Todas estas cuestiones, indican la existencia de una incertidumbre material que puede crear una duda sustancial sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha.

PEMEX cuenta con autonomía presupuestaria, y se sujeta al balance financiero, que representa la diferencia entre sus ingresos y su gasto total presupuestado, incluyendo el costo financiero de su deuda, el cual, a propuesta de la SHCP, aprueba el Congreso de la Unión.

En el presupuesto de Egresos de la Federación para 2019 se estima que los egresos presupuestales de PEMEX por \$589,736,649 superen los ingresos presupuestales de \$524,291,649, en \$65,445,000, cifra que corresponde a la meta de balance financiero (negativo) autorizado por el Congreso de la Unión a PEMEX; por lo tanto, en dicho presupuesto se le autoriza a PEMEX un endeudamiento neto de \$112,800,000, el cual es considerado por el Gobierno Federal como deuda pública para cubrir su balance financiero negativo.

Con fecha 26 de febrero de 2019, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos tomó conocimiento del presupuesto autorizado a Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, a través del Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2019 y del perfil crediticio de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias. En esa misma fecha fue autorizado el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), en el cual se detallaron las variables operativas en las cadenas de perforación, extracción y transformación industrial, así como su proyecto de resultados financieros.

Los planes de la Administración para superar esta contingencia consisten en implementar una nueva estrategia de negocios enfocada en el fortalecimiento financiero de la compañía a través de medidas internas tales como control de gastos, políticas de austeridad, disminución de la deuda, coberturas de petróleo crudo y el combate al robo de combustible; así como medidas externas, a través del "Programa de Fortalecimiento de Petróleos Mexicanos (el Programa de Fortalecimiento)" que considera apoyos por parte del Gobierno Federal por medio de capitalizaciones, una política estable de precios, apoyos fiscales, prepago de pagarés a favor de PEMEX, previamente emitidos por el Gobierno Federal y apoyo en el combate al robo de combustible.

Con fecha 15 de febrero de 2019, como parte de este Programa de Fortalecimiento, el Gobierno Federal anunció parte de los apoyos a PEMEX para poder fortalecerse como empresa estratégica, productiva y sana. Esta primera etapa incluye una aportación de flujos a la empresa, los cuales se obtendrán, entre otros, como se muestra en la siguiente hoja.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- \$25,000,000 a través de una capitalización, ya contemplada en el Presupuesto de Egresos de la Federación, misma que se recibirá en 5 pagos durante 2019, de los cuales se han recibido \$15,000,000 a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados (ver Nota 30);
- un cobro anticipado de pagarés durante 2019 por \$34,887,250, derivados del apoyo por parte del Gobierno Federal por concepto de pasivo laboral, de los cuales se han recibido a la fecha de estos estados financieros consolidados \$28,063,511 (ver Nota 30);
- una reducción gradual de la carga fiscal a partir de 2019 y hasta 2024; a través de una migración de Asignaciones a Contratos con un consecuente incremento en el límite para la deducción/reembolso de costos, gastos e inversiones relacionados con proyectos de extracción y exploración.

Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias no están sujetas a la Ley de Concursos Mercantiles y ninguno de los contratos de financiamiento existentes incluye cláusulas que pudieran dar lugar a la exigibilidad del pago inmediato de la deuda respectiva por tener un patrimonio negativo o ligados a resultados de razones financieras.

(f) Participación no controladora-

El 1o. 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. A la fecha de estos estados financieros consolidados se ejerció la opción de compra.

Hasta el 30 de noviembre de 2018, los resultados financieros de PEMEX Finance Ltd., se incluían en los estados financieros consolidados de PEMEX; por lo anterior, el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit), neto y el estado consolidado del resultado integral incluían la información de Pemex Finance Ltd, considerando para su presentación como participación no controladora, debido al hecho de que PEMEX no tenía posesión de ninguna de las acciones de PEMEX Finance, Ltd.

El 17 de diciembre de 2018, PEMEX ejerció el contrato de opción de compra del total de las acciones de Pemex Finance Ltd., por lo que al 31 de diciembre de 2018 ya no forma parte de la participación no controladora.

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) y el estado consolidado del resultado integral presentan la participación no controladora de éstas.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la participación no controladora en el patrimonio (déficit) presentó ganancias de \$477,118 y \$965,107, respectivamente.

(25) Costos y gastos por naturaleza-

Los costos y gastos por naturaleza, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se integran como se muestra en la hoja siguiente.

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 de diciembre		
	2018	2017	2016
Compra de productos	\$ 756,867,203	581,355,161	430,813,337
Depreciación y amortización	153,382,040	156,704,513	150,439,492
Costo neto del periodo de beneficios a	114,621,614	108,073,075	109,738,416
Servicios personales	104,284,007	94,470,130	84,414,593
Impuestos y derechos a la exploración y	88,145,519	63,900,374	48,424,861
Conservación y mantenimiento	42,075,043	40,224,754	45,390,282
Pérdidas no operativas ⁽¹⁾	39,439,107	22,945,447	9,091,870
Servicios auxiliares pagados a terceros	23,675,019	21,924,327	25,471,260
Materiales y refacciones	16,850,075	19,165,103	6,970,433
Otros costos y gastos de operación	16,672,534	1,755,170	25,102,484
Pozos no exitosos	15,443,086	6,164,624	29,106,084
Gastos de exploración	13,048,078	6,562,463	4,585,859
Otros impuestos y derechos de la operación	12,248,474	9,900,726	10,066,528
Contratos integrales	8,015,606	15,378,544	4,551,876
Arrendamientos varios	6,487,493	7,786,282	6,482,902
Seguros y fianzas	5,647,101	4,948,610	4,759,016
Fletes	3,525,843	10,317,132	14,452,296
Variación de inventarios	(62,237,591)	(25,542,431)	(6,154,595)
Total de costo de ventas, gastos de distribución y gastos de administración por naturaleza	\$ 1,358,190,251	1,146,034,004	1,003,706,994

⁽¹⁾ De acuerdo a la Resolución RES/179/2017, emitida por la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no operativas son aquellas que salen fuera de lo contemplado y en estas pueden derivarse de diferentes ilícitos, como es principalmente las sustracciones no autorizadas.

Pemex Logística es la encargada de la distribución de hidrocarburos mediante la red de poliductos y es responsable por el producto que recibe en el punto de recepción hasta su entrega al usuario en el punto de destino. Asimismo, es responsable de conservar la calidad del producto recibido y entregado en su sistema o equipos hasta la entrega al usuario, considerando las interfaces que se generen en el traslado. Pemex Logística determina a través de cálculos mensuales los volúmenes de los productos faltantes.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(26) Otros ingresos (gastos), neto-

Los otros ingresos (gastos), neto por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se integran como se muestra a continuación:

	2018	2017	2016
Derechos de participación ⁽¹⁾	\$ 14,165,042	-	-
Otros ingresos	7,525,714	4,277,207	14,228,801
Recuperación siniestros	3,979,698	16,386,250	3,695,217
Otros ingresos por reaseguro	3,615,907	1,986,568	3,694,026
Otros ingresos por servicios	3,786,253	4,720,546	4,266,854
Venta de activo fijo por licitación ⁽²⁾	3,301,653	-	-
Ingresos por venta de activo fijo	1,850,052	-	2,687,652
Precio de venta de las acciones	1,262,987	3,139,103	22,684,736
Adhesión y mantenimiento de franquicias	1,125,339	917,934	1,059,333
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.	630,365	825,956	3,223,437
Distribuciones efectivo Net Pipeline	274,621	-	-
Estímulo fiscal DUC ⁽³⁾	-	-	28,439,379
Valor de los activos transferidos a CENAGAS	-	-	7,450,931
Total de otros ingresos	41,517,631	32,253,564	91,430,366
Costo de activos dados de baja	(12,600,191)	(8,447,031)	(2,140,943)
Otros gastos	(5,348,666)	(7,927,150)	(3,581,036)
Siniestros	(474,299)	(3,640,036)	(4,757,116)
Transporte y distribución de gas natural	(41,964)	(6,652,878)	(8,830,967)
Costo de venta de acciones	-	(412,393)	(7,473,698)
Transferencia de activos a CENAGAS	-	-	(35,333,411)
Deterioro del crédito mercantil	-	-	(4,007,018)
Otros costos por servicios prestados	-	-	(2,656,571)
Total de otros gastos	(18,465,120)	(27,079,488)	(68,780,760)
Otros (gastos) ingresos, neto	\$ 23,052,511	5,174,076	22,649,606

⁽¹⁾ Corresponde a derechos por cobrar a los Contratos de Exploración y Extracción (CEE), por las cuales los operadores de los CEE garantizan su participación en dichos contratos.

⁽²⁾ Corresponde a ventas de activo fijo de exploración y producción.

⁽³⁾ Se refiere al estímulo fiscal recibido por parte del Gobierno Federal para atenuar el impacto de la baja en los precios internacionales del petróleo en 2016.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(27) 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 que se muestran a continuación:

El Lic. Manuel Bartlett Díaz, Director General de CFE, fue designado miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en diciembre de 2018. CFE ha celebrado diversos contratos de compraventa con Pemex Transformación Industrial. Durante 2018, CFE adquirió los siguientes productos de Pemex Transformación Industrial:

Producto	2018
Combustóleo pesado	\$ (38,499,999)
Condición comercial	135,667
Diésel Industrial	(6,148,283)
Fletes	(154,115)
GAS Natural	(3,760,115)
Gasolina 87 octanos	(707)
Total	\$ (48,427,552)

Al 31 de diciembre de 2018, CFE tiene un adeudo con Pemex Industrial Transformación por la cantidad de \$ 4,635,514.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2018, 2017 y 2016 ascendió aproximadamente a \$ 51,188, \$50,749 y \$49,165. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la nota 20. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros independientes, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2018, 2017 y 2016, se efectuaron pagos por \$8,878, \$7,525 y \$8,339 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 2018 y 2017, fue de \$2,069 y \$3,466, respectivamente. Al 31 de marzo de 2019, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de \$283.

(28) 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 2018 y 2017, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a \$42,295,796 y \$46,877,149, 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los pagos futuros estimados por los ejercicios siguientes son como sigue:

Año	Pagos
2019,	\$ 4,691,340
2020	4,956,568
2021	4,988,985
2022	4,999,063
2023	5,017,388
Más de 5 años	17,642,452
Total	\$ 42,295,796

- 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 2018 es como sigue:

Vencimientos	Pagos	
	2018	2017
Menos de 1 año	\$ 4,461,048	5,533,174
1 a 3 años	1,525,043	1,891,557
4 a 5 años	1,496,380	1,856,006
Más de 5 años	2,518,017	3,123,173
Total	\$ 10,000,488	12,403,910

- d. El valor estimado de los contratos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2018 y 2017 fue como sigue:

Vencimientos	Pagos	
	2018	2017
Menos de 1 año	\$ 105,856,669	229,738,368
1 a 3 años	192,105,937	196,335,411
4 a 5 años	15,811,930	123,159,215
Más de 5 años	65,810,305	149,672,236
Total	\$ 379,584,841	698,905,230

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

e. Los pagos futuros estimados por arrendamiento por los ejercicios siguientes son:

Vencimientos	Pagos
Menos de 1 año	\$ 4,180,192
1 a 3 años	19,485,821
Más de 5 años	39,057,896
Total	\$ 62,723,909

(29) 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 2018 y 2017 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$6,483,078 y \$7,812,689, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales al 31 de diciembre de 2018:

- 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. La Séptima Sala Regional Metropolitana, mediante resolución de fecha 10 de mayo de 2016, determinó precedente 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. Se encuentra pendiente que se emita resolución en la Segunda Sección de la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Administrativa.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 Transformación Industrial 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 Transformación Industrial 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. Respecto a la prueba pericial en materia ambiental y de cítricos, los peritos de la parte actora y demandada rindieron sus peritajes, al no coincidir, la Segunda Sala Regional del Noreste del Tribunal Federal de Justicia Administrativa nombró perito tercero en discordia, quien el 6 de junio de 2018 rindió dictamen inherente a su cargo ratificándolo en esa fecha, concluyendo inexistencia de daño alguno. El 22 de junio de 2018 se solicitó apertura de alegatos; el 31 de agosto de 2018 se presenta escrito formulando alegatos. Mediante proveído de fecha 11 de septiembre de 2018 se decretó cierre de instrucción y se remitió el expediente a la Sala Superior para la emisión del fallo, con motivo de existir facultad de atracción; por lo que, mediante acuerdo de 11 de octubre de 2018 se radicó el expediente a la Sala Superior, para que se formule el proyecto resolución.
- 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. 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, quien ya emitió su dictamen. El 18 de abril de 2018 se formularon alegatos y el expediente se turnó a la Segunda Sección de la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Administrativa. En sesión celebrada el 20 de septiembre de 2018, se resolvió: 1. Infundadas las causas de improcedencia. 2. Se configuró la negativa ficta. 3. La actora no probó su acción. 4. Se reconoce la validez de la resolución impugnada en el juicio 4334/11-11-02-6. Pendiente salga de engrose la sentencia y se notifique. La actora promovió amparo directo por lo que se formularon manifestaciones.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 la cantidad de US\$153,000 por el incumplimiento de los contratos de obra de construcción de oleoductos, 420832856 y 420833820 celebrados con Pemex Exploración y Producción para 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 dichos contratos. El 5 de enero de 2018 se dio contestación a la solicitud de arbitraje y se presentó reconvencción. Actualmente está transcurriendo el plazo para que los co-árbitros de las partes designen al presidente del Tribunal Arbitral. El 14 de septiembre de 2018 Pemex Exploración y Producción recibió el Memorial de Demanda (incluyendo todas las pruebas documentales, las declaraciones testimoniales y los informes periciales disponibles); así mismo fueron ampliadas las prestaciones reclamadas a US \$310,484. El 4 de enero de 2019 venció el plazo de contestación del Memorial de Demanda.
- 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 Pemex Exploración y Producción formuló contestación de demanda, haciendo valer causales de improcedencia de la demanda, dando contestación a las pretensiones y hechos expuestos por la demandante. El 4 de septiembre de 2018 se formularon alegatos. La Sala Superior atrajo el asunto para resolverlo.
- En marzo de 2018, Pemex Perforación y Servicios fue notificada del inicio de Arbitraje (No: 01-18-0001-1499) presentada ante el Centro Internacional para la Resolución de Disputas (CIRD) 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 dos equipos modulares de perforación por un monto aproximado de US\$139,870. El 6 de junio de 2018 Loadmaster contestó la reconvencción. El CIRD está por designar al presidente del Tribunal Arbitral. Una vez integrado el Tribunal Arbitral se procederá a formular el acta de emisión del calendario procesal. El 28 de septiembre de 2018 el Litis Consorcio pasivo de las demandas presentó el escrito de objeción a la jurisdicción arbitral. El 19 de diciembre de 2018, las partes concluyeron el intercambio de documentos (Discovery) incluyendo los que fueron objetados y cuya exhibición fue ordenada por el Tribunal Arbitral.

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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 Ogarrio por US\$250,000.
- Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, campos Cárdenas y Mora, por US\$250,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia Aguas Profundas, Área contractual 2 Área Perdido, por US\$ 2,500,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia Aguas Profundas, Área contractual 5 Área Perdido, por US\$ 5,000,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia Aguas Profundas, Área contractual 18 Cordilleras Mexicanas, por US\$ 5,000,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida Aguas Someras, Área contractual 22 Cuenca Salina, por US\$ 1,375,000.
- Área Contractual 16 Tampico-Misantla, Veracruz, por US\$ 1,000,000.
- Área Contractual 17 Tampico-Misantla, Veracruz, por US\$ 1,000,000.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Área Contractual 18 Tampico-Misantla, Veracruz, por US\$ 2,000,000.
- Área Contractual 29 Cuencas del Sureste, por US\$ 2,500,000.
- Área Contractual 32 Cuencas del Sureste, por US\$ 1,250,000.
- Área Contractual 33 Cuencas del Sureste, por US\$ 1,250,000.
- Área Contractual 35 Cuencas del Sureste, por US\$ 1,250,000.
- Área Contractual Ébano, por US\$ 225,000.
- Área contractual AE-0388-M-Miquetla (Licencia en zonas terrestres convencionales y no convencionales) por US\$ 245,000.
- Área contractual AE-0392-M-Pánuco (Producción compartida) por US\$ 225,000.

Existe la contingencia de otras garantías y actividades desarrolladas por las demás Entidades Subsidiarias.

El total de garantías otorgadas a PEP ascienden a US\$41,228,000, equivalentes a \$ 811,486,601 al cierre de diciembre de 2018.

PEMEX considera remoto el desembolso de efectivo, por las garantías otorgadas y vigentes al 31 de diciembre de 2018.

(30) Eventos subsecuentes-

Al inicio de 2019, algunas agencias calificadoras disminuyeron la calificación crediticia de Petróleos Mexicanos, lo cual podría tener un impacto en las tasas de interés de los nuevos contratos o renegociaciones de deuda de PEMEX durante 2019.

Al 1 de enero de 2019, el monto pendiente de pago de las líneas de crédito revolventes de PMI HHS era de US\$700,000. Entre el 1 de enero y el 17 de abril de 2019, PMI HHS obtuvo US\$4,725,000 y pagó US\$4,933,000. Al 17 de abril de 2019, el monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito es de US\$42,000.

Al 17 de abril de 2019, el tipo de cambio era de 18.8489 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2018 por \$19.6829, refleja una apreciación del peso de 4.24%.

Al 17 de abril de 2019, el precio promedio del petróleo de exportación era de US \$ 63.03 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2018 por US\$ 44.69, refleja un incremento de 41.04%.

Al 17 de abril de 2019, se han cobrado anticipadamente 5 pagarés por \$28,063,511 emitidos por el Gobierno Federal relacionados con las obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones, este monto forma parte del Programa de Fortalecimiento a PEMEX anunciado el 15 de febrero de 2019.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Fecha de cobro	No. de pagaré	Monto	Vencimiento original
25 de enero de 2019	25	\$ 5,550,217	marzo 2041
25 de enero de 2019	26A	3,836,615	marzo 2042
20 de febrero de 2019	24	5,912,165	marzo 2040
20 de marzo de 2019	23	6,232,546	marzo 2039
17 de abril de 2019	22	6,531,968	marzo 2038

Capitalización de \$25,000,000 aportados por la Secretaría de Energía durante el primer semestre de 2019. En el acuerdo CA-005/2019 del 31 de enero de 2019 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos tomó conocimiento de la propuesta de aportaciones de la Secretaría de Energía (SENER). Al 22 de abril de 2019, los pagos recibidos derivado de los apoyos otorgados a PEMEX por parte del Gobierno Federal, son los siguientes:

Fecha	Monto
8 de marzo de 2019	\$ 10,000,000
11 de abril de 2019	5,000,000

EL 2 de abril de 2019, PEMEX cobró el pagaré No. 3 con vencimiento el 31 de marzo de 2019 por \$3,815,055.

El Consejo de Petróleos Mexicanos, en su sesión celebrada el 26 de marzo de 2019, tomó, entre otros, los siguientes acuerdos:

- Instruyó a las Administraciones de Petróleos Mexicanos, de Pemex Exploración y Producción y de Pemex Transformación Industrial para que a la brevedad presenten a dicho Consejo para su autorización, las propuestas de fusión de Pemex Perforación y Servicios en Pemex Exploración y Producción y de Pemex Etileno en Pemex Transformación Industrial.
- Presentar, para autorización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, las adecuaciones a los Acuerdos de Creación de Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, así como las declaratorias de extinción de Pemex Perforación y Servicios y Pemex Etileno.
- Autorizó las modificaciones a las estructuras orgánicas básicas de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística, las cuales entrarán en vigor al mismo tiempo que el Estatuto Orgánico que corresponda, que en su oportunidad aprueben sus respectivos Consejos de Administración. Las subdirecciones que asumirán las funciones de Pemex Perforación y Servicios y de Pemex Etileno, respectivamente de las estructuras orgánicas básicas en Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, entrarán en vigor una vez que surta efectos las fusiones correspondientes.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El 6 febrero 2019, la Sala Regional del Golfo Norte del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa emplaza a Pemex Perforación y Servicios a juicio contencioso 752/17-18-01-7, derivado de la demanda promovida por Micro Smart System de México, S. de R.L. de C.V., en el que impugnó el acta finiquito de fecha 14 de marzo de 2017 relativa al contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios número 424049831 de fecha 9 de diciembre de 2009, reclamando el pago de US\$240,448 por trabajos efectuados y el pago de US\$284 por 1052 estimaciones de trabajos. El 22 de febrero de 2019 se presenta recurso de reclamación en contra del acuerdo que admite a trámite la demanda. El 13 de marzo de 2019 se notifican dos acuerdos: 1) el 19 febrero 2019 se declara cumplida la sentencia de amparo dictada el 15 de noviembre de 2018, en cumplimiento de la Ejecutoria del Amparo Directo 179/2018; y 2) el 26 de febrero de 2019 por el que se admite a trámite el recurso de reclamación de Pemex Perforación y Servicios en contra del acuerdo que admite a trámite la demanda. El 19 de marzo de 2019 se notifica personalmente Micro Smart System de México, S. de R.L. de C.V. del recurso de reclamación promovido por Pemex Perforación y Servicios en contra del acuerdo que tiene por admitida la demanda. El 28 de marzo de 2019 se notifica por boletín jurisdiccional el acuerdo de fecha 27 de marzo de 2019 por el que se recepcionó el escrito de contestación de demanda de Pemex Perforación y Servicios, sin embargo, al haberse promovido el recurso de reclamación en contra del auto de admisión de demanda, se reserva acordar lo conducente hasta en tanto se resuelva dicho recurso.

(31) Pronunciamientos normativos emitidos recientemente-

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 2019:

a) NIIF 16 Arrendamientos

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.

PEMEX debe adoptar la NIIF 16 Arrendamientos (NIIF 16) a partir del 1 de enero de 2019, por ello, ha evaluado el impacto estimado que la aplicación inicial de la NIIF 16 tendrá en sus estados financieros consolidados, como se describe a continuación. Los impactos de adoptar la norma el 1 de enero de 2019 pueden cambiar debido a:

- PEMEX aún se encuentra determinando los efectos de la adopción, así como el diseño y evaluación de controles; y
- Las nuevas políticas contables están sujetas a cambios hasta que PEMEX presente sus primeros estados financieros que incluyen la fecha de la aplicación inicial.

PEMEX considera impactos significativos por la adopción como sigue:

- En el reconocimiento por los derechos de uso y pasivos por arrendamientos dentro del estado de posición financiera de arrendamientos operativos,

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- En proveer nuevas revelaciones relativas a sus actividades de arrendamientos

La NIIF 16 introduce un modelo contable único de arrendamiento en balance para los arrendatarios. Un arrendatario reconoce un activo por derecho de uso que representa su derecho a usar el activo subyacente y un pasivo de arrendamiento que representa su obligación de realizar pagos de arrendamiento. Existen exenciones de reconocimiento para arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor. La contabilidad del arrendador sigue siendo similar a la norma actual, es decir, los arrendadores continúan clasificando los arrendamientos como financieros u operativos.

La NIIF 16 reemplaza las guías de arrendamientos existentes, incluida la NIC 17 Arrendamientos (NIC-17), la CINIIF 4 que determina si un acuerdo contiene un Arrendamiento (CINIIF 4), SIC-15 Arrendamientos operativos - Incentivos (SIC-15) y SIC-27 Evaluación de la sustancia de transacciones que involucran la forma legal de un arrendamiento (SIC 27).

- i. Arrendamientos en los que PEMEX es arrendatario.

PEMEX reconocerá los nuevos activos y pasivos de sus arrendamientos operativos principalmente de equipo de transporte terrestre y ferroviario, muelles, plantas de suministro de hidrógeno, energía eléctrica y vapor almacenamiento de gas. La naturaleza de los gastos relacionados con esos arrendamientos ahora cambiará porque PEMEX reconocerá un cargo por depreciación para los activos por derecho de uso y gastos por intereses sobre los pasivos por arrendamiento.

Anteriormente, PEMEX reconocía el gasto de arrendamiento operativo en línea recta durante el plazo del arrendamiento y reconocía los activos y pasivos solo en la medida en que existía una diferencia temporal entre los pagos reales del arrendamiento y el gasto reconocido.

Con base en la información actualmente disponible, PEMEX estima que reconocerá pasivos adicionales de arrendamientos operativos al 1 de enero de 2019 que corresponden al activo por derecho de uso al valor presente de los pagos mínimos restantes por rentas de aquellos arrendamientos operativos existentes bajo la actual norma. PEMEX no espera que la adopción de la NIIF 16 afecte su capacidad para cumplir con derechos de hacer y no hacer de préstamos debido a que no se tienen obligaciones de hacer o no hacer relacionados con este tipo de operaciones.

- ii. Transición

PEMEX aplicará la NIIF 16 a partir el 1 de enero de 2019, utilizando el enfoque retrospectivo modificado. Por lo tanto, el efecto acumulativo de la adopción de la NIIF 16 se reconocerá como un ajuste al saldo de apertura de los resultados acumulados al 1 de enero de 2019, sin que se reexpresen la información comparativa.

PEMEX aplicará la opción de reconocer el activo por derecho de uso de cada arrendamiento a un importe igual a su pasivo, sin considerar otros elementos dentro de la medición del activo por derecho de uso, como costos directos iniciales y pagos hechos antes o al comienzo del arrendamiento.

PEMEX aplicará la solución práctica para adoptar la definición de arrendamiento en el momento de la transición. Esto significa que aplicará la NIIF 16 a todos los contratos celebrados antes del 1 de enero de 2019 e identificados como arrendamientos de acuerdo con la NIC 17 y la CINIIF 4.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

PEMEX aplicará la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo para todos los arrendamientos que califican conforme a la norma. También, PEMEX aplicará el expediente práctico para no separar los componentes de arrendamiento y no arrendamiento en donde el componente de no arrendamiento es relativamente pequeño.

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 períodos 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 los tratamientos fiscales que utiliza o planea utilizar PEMEX en la determinación del impuesto a las ganancias se efectúan apegados a lo que establecen las disposiciones fiscales.

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 (NIIF 3) y NIIF 11 Acuerdos Conjuntos (NIIF 11).

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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

d) Normas aplicables a partir de 2020:

- Modificaciones a la definición de negocio NIIF 3

En octubre de 2018, el IASB emitió modificaciones a la definición de negocio en la NIIF 3. Las modificaciones están destinadas a ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como una adquisición de activos.

Las modificaciones:

- (a) aclaran que, para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- (b) eliminan la evaluación de si los participantes del mercado pueden sustituir los procesos o insumos que faltan y continuar con la producción de productos.
- (c) añaden guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a evaluar si se ha adquirido un proceso sustancial.
- (d) restringen las definiciones de un negocio o de productos centrándose en bienes y servicios proporcionados a los clientes y eliminan la referencia a la capacidad de reducir costos.
- (e) añaden una prueba de concentración opcional que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y negocios adquiridos no es un negocio.

Las modificaciones a la NIIF 3 se deben aplicar a las transacciones que son combinaciones de negocios o adquisiciones de activos para las cuales la fecha de adquisición sea a partir del 1 de enero de 2020. En consecuencia, las entidades no tienen que revisar transacciones que ocurrieron en periodos anteriores. La aplicación anticipada está permitida y debe revelarse.

PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que estas mejoras tendrán en sus estados financieros.

- Definición de materialidad- enmiendas a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros (NIC 1) y NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores (NIC 8)

El IASB observó que la aplicación inadecuada de "la materialidad" es uno de los factores que afecta las revelaciones a los estados financieros, ocasionando que las entidades revelen información irrelevante, omitan u oculten información importante, reduciendo la utilidad de los estados financieros, por ello, en octubre de 2018, el IASB emitió enmiendas a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros (NIC 1) y NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores (NIC 8) (las enmiendas) para homologar en toda la norma la definición de "materialidad" y para aclarar ciertos aspectos de la definición.

Nueva definición de materialidad

La nueva definición establece que "la información es material si se puede esperar razonablemente que la omisión, la desviación o el ocultamiento de ésta influya en las decisiones que los usuarios primarios de los estados financieros de propósito general toman sobre la base de estos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad específica"

Las enmiendas aclaran que la materialidad dependerá de la naturaleza y/o magnitud de la información y que entidad debe evaluar si la información, ya sea individualmente o en combinación con otra información, es material en el contexto de los estados financieros. Una declaración errónea de información es material si se puede esperar razonablemente que influya en las decisiones tomadas por los usuarios principales. Las enmiendas aclaran que, en la evaluación de si se puede esperar razonablemente que la información influya en las decisiones tomadas por los usuarios primarios de los estados financieros de propósito general de una entidad que informa, se requiere que la entidad considere las características de esos usuarios, así como las circunstancias propias de la entidad.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información oculta

La información se oculta si se comunica de manera que tenga un efecto similar al de omitir o desinformar la información. Los siguientes son ejemplos de circunstancias que pueden ocasionar que se oculte información importante:

- La información importante se puede ocultar si la información relacionada con un elemento material, una transacción u otro evento se encuentra dispersa en los estados financieros o se divulga en un lenguaje vago o poco claro.
- La información importante también se puede ocultar si los elementos, transacciones u otros eventos diferentes se agregan de manera inadecuada, o a la inversa, si los elementos similares se desagregan de manera inadecuada. Además, la comprensibilidad de los estados financieros se reduce si la información material está oculta debido a información inmaterial.

Usuarios primarios de los estados financieros

La definición actual se refiere a "usuarios", pero no especifica sus características, por lo que puede interpretarse que se requiere que una entidad considere a todos los usuarios posibles de los estados financieros cuando decide qué información revelar, por ello, el IASB decidió referirse a los usuarios primarios en la nueva definición para evitar lo antes mencionado.

Las enmiendas explican que inversionistas, prestamistas y otros acreedores existentes y potenciales no pueden exigir a las entidades informantes que les proporcionen información directamente y, como tales, dependen de los estados financieros de propósito general para obtener gran parte de la información financiera que necesitan. Por lo tanto, estos grupos son los principales usuarios a los que se dirigen los estados financieros de propósito general.

Fecha de vigencia y transición

Las modificaciones a la NIC 1 y la NIC 8 deben aplicarse a los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Las modificaciones deben aplicarse prospectivamente y se permite su aplicación anticipada.

PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que estas mejoras tendrán en sus estados financieros.

(32) Garantes Subsidiarios-

La siguiente información consolidada presenta los estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017; los estados consolidados condensados del resultado integral y de flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios (entidad liquidada, ver nota 1) y las compañías que son Subsidiarias No Garantes (definidas más adelante).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 intercompañías. 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 empresas productivas subsidiarias. 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 2018, de deuda originalmente emitida y registrada por el Master Trust. Petróleos Mexicanos asumió como obligado primario todas las obligaciones del Master Trust bajo estos contratos de deuda. Las obligaciones de Petróleos Mexicanos están garantizadas por los Garantes Subsidiarios:

Tabla 1: Títulos de deuda emitidos y registrados originalmente por Master Trust y asumido por Petróleos Mexicanos

Título de deuda	Obligado principal	Garantes Subsidiarios	Importe del pendiente (US\$)
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

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Título de deuda	Obligado principal	Garantes Subsidiarios	Importe del pendiente (US\$)
8.625% Bonos con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	160,245
8.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	106,507
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 2018, 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	1,220,195

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
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
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	813,073
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	3,000,000
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
Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
6.625% Notas con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y	999,000

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
		Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	
6.500% Bonos con vencimiento en 2041	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	3,000,000
4.875% Bonos 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,097,055
3.125% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	187,595

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
3.500% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	678,722
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	1,703,456
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	1,975,199
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	1,497,918
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	999,030

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
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
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	2,055,845
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	5,997,558
5.350% Bonos con vencimiento en 2028	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,479,583

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
6.350% Bonos con vencimiento en 2048	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	3,323,470
6.500% Bonos con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,977,163

Al 31 de diciembre de 2018, 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera

31 de diciembre de 2018

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 25,187,488	16,471,298	40,253,622	-	81,912,409
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	63,513,279	111,325,430	52,837,198	-	227,675,907
Cuentas por cobrar-intercompañías	573,128,107	1,190,513,209	90,294,160	(1,853,935,476)	-
Inventarios	418,497	55,152,479	26,451,592	-	82,022,568
Instrumentos de patrimonio	-	-	245,440	-	245,440
Activos financieros disponibles para la venta	-	1,253,638	-	-	1,253,638
Total del activo circulante	662,247,371	1,374,716,054	210,082,012	(1,853,935,476)	393,109,961
Cuentas por cobrar a largo plazo intercompañías	1,833,526,496	286	5,409,802	(1,838,936,583)	-
Inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras	(423,086,576)	135,726	16,693,715	423,098,680	16,841,545
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	10,857,719	1,344,851,372	46,776,993	-	1,402,486,084
Documentos por cobrar a largo plazo	118,834,477	994,121	-	-	119,828,598
Impuestos diferidos	59,010,975	61,009,660	2,764,095	-	122,784,730
Activos intangibles	318,342	11,865,660	1,536,538	-	13,720,540
Otros activos	54,272	3,174,097	3,197,441	-	6,425,810
Total del activo	2,261,763,076	2,796,746,975	286,460,596	(3,269,773,379)	2,075,197,268
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	171,880,315	4,289,361	15,626,033	-	191,795,709
Cuentas por pagar-intercompañías	1,439,442,811	325,901,335	88,582,648	(1,853,926,794)	-
Otros pasivos circulantes	20,837,163	194,303,145	40,840,277	-	255,980,585
Total del pasivo circulante	1,632,160,289	524,493,841	145,048,958	(1,853,926,794)	447,776,294
Deuda a largo plazo	1,835,071,170	36,863,242	18,555,995	-	1,890,490,407
Cuentas por pagar a largo plazo-intercompañías	-	1,838,285,585	659,680	(1,838,945,265)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	254,041,839	929,431,425	12,862,735	-	1,196,335,999
Total del pasivo	3,721,273,298	3,329,074,093	177,127,368	(3,692,872,059)	3,534,602,700
Patrimonio (déficit), neto	(1,459,510,222)	(532,327,118)	109,333,228	423,098,680	(1,459,405,432)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 2,261,763,076	2,796,746,975	286,460,596	(3,269,773,379)	2,075,197,268

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral

31 de diciembre 2018

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ -	1,941,467,663	912,726,857	(1,181,748,372)	1,672,446,148
Ingresos por servicios	75,979,835	113,113,024	5,960,807	(186,380,664)	8,673,002
Total de ingresos	75,979,835	2,054,580,687	918,687,664	(1,368,129,036)	1,681,119,150
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	(25,384,888)	3,965,891	-	(21,418,997)
Costo de ventas	1,905,865	1,536,120,030	910,525,715	(1,249,040,049)	1,199,511,561
Rendimiento bruto	74,073,970	543,845,545	4,196,058	(119,088,987)	503,026,586
Otros ingresos (gastos), neto	73,183	(26,020,067)	8,710,216	40,289,179	23,052,511
Gastos de distribución, transportación y venta	-	26,805,854	1,013,719	(3,462,364)	24,357,209
Gastos de administración	69,479,218	132,159,683	9,234,320	(76,551,740)	134,321,481
Total de gastos generales	69,479,218	158,965,537	10,248,039	(80,014,104)	158,678,690
Rendimiento de operación	4,667,935	358,859,941	2,658,235	1,214,296	367,400,407
Ingreso financiero	140,114,346	103,186,750	3,100,917	(214,844,891)	31,557,122
Costo financiero	(200,842,909)	(130,246,541)	(3,959,079)	214,321,507	(120,727,022)
Rendimiento (pérdida) por derivados financieros, neto	(3,497,813)	(19,143,363)	382,563	-	(22,258,613)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neto	(3,832,933)	26,526,563	965,850	-	23,659,480
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(125,246,527)	53,058	2,164,868	124,555,613	1,527,012
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(188,637,901)	339,236,408	5,313,354	125,246,525	281,158,386
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	(8,272,851)	466,788,123	3,062,951	-	461,578,223
(Pérdida) rendimiento neto del año	(180,365,050)	(127,551,715)	2,250,403	125,246,525	(180,419,837)
Total de otros resultados integrales del año	47,357,316.08	176,174,564	(140,133.45)	-	223,391,747
Resultado integral total del año	\$ (133,007,734)	48,622,849	2,110,270	125,246,525	42,971,910

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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
Detenoreo 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)

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral

31 de diciembre de 2016

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	-	1,361,538,624	828,143,332	(1,124,563,366)	1,065,118,590
Ingresos por servicios	46,330,245	98,959,131	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)

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2018

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (180,365,050)	(127,551,718)	2,305,189	125,191,742	(180,419,837)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	1,274,179	149,747,232	2,360,629	-	153,382,040
Amortización de activos intangibles	2,446,445	86,332	110,549	-	2,643,326
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	(25,384,888)	3,965,891	-	(21,418,997)
Pozos no exitosos	-	15,443,086	-	-	15,443,086
Gastos de exploración	-	(2,171,218)	-	-	(2,171,218)
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	872,527	12,226,128	3,786,609	-	16,885,264
Utilidad por venta de inversiones en acciones y otras	-	(10,257)	(690,914)	-	(701,171)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	(6,953,200)	-	-	(6,953,200)
Efectos de negocios conjuntos, asociadas y otras	125,246,527	(538,281)	(1,473,955)	(124,761,303)	(1,527,012)
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	(19,726,271)	446,523	(482,460)	-	(19,762,208)
Intereses a cargo	109,697,028	9,577,370	1,452,624	-	120,727,022
Intereses a favor	(9,520,962)	-	-	-	(9,520,962)
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar, instrumentos financieros y gastos acumulados por pagar	51,460,407	(70,278,499)	26,118,293	-	7,300,201
Impuestos	(8,881,300)	38,071,896	(157,861)	-	29,032,735
Otros activos y otros pasivos	559,449	(12,071,857)	(3,244,955)	-	(14,757,363)
Beneficios a empleados	10,519,603	44,858,697	(1,773,416)	-	53,604,884
Cargos y deducciones intercompañía	(14,527,177)	81,240,429	(21,516,287)	(45,196,965)	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de operación	69,055,405	106,737,775	10,759,936	(44,766,526)	141,786,590
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(1,162,685)	(103,408,759)	(4,389,245)	-	(108,960,689)
Recursos provenientes de la venta de activos	-	14,568	4,063,776	-	4,078,344
Otros activos	3,586,010	212,421	-	-	3,798,431
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	(47,454,385)	-	-	47,454,385	-
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(45,031,060)	(103,181,770)	(325,469)	47,454,385	(101,083,914)
Actividades de financiamiento:					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	510,871,366	-	388,897,646	-	899,769,012
Pagos de principal de préstamos	(450,353,531)	(6,662,318)	(384,017,543)	-	(841,033,392)
Intereses pagados	(106,313,795)	(7,857,926)	(1,117,668)	-	(115,289,389)
(Incremento) disminución de financiamiento - intercompañía	-	8,620,192	(5,932,333)	(2,687,859)	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	(45,795,960)	(5,900,052)	(2,169,898)	(2,687,859)	(56,553,769)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(21,771,615)	(2,344,047)	8,264,569	-	(15,851,093)
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	(88,252)	-	(88,252)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	46,959,103	18,815,345	32,077,306	-	97,851,754
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	25,187,488	16,471,298	40,253,623	-	81,912,409

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 taponamiento	-	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 de operación	(50,206,859)	30,751,158	(24,310,929)	107,164,100	63,397,470
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 activos financieros disponibles para la venta	-	-	8,026,836	-	8,026,836
Recursos provenientes de la venta activos	-	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	24,174,433	(83,411,489)	4,157,496	(25,611,359)	(80,690,919)
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 netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	(19,512,078)	61,743,173	(6,933,122)	(81,552,741)	(46,254,768)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(45,544,504)	9,082,842	(27,086,555)	-	(63,548,117)
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	(2,132,542)	-	(2,132,542)
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	\$ 46,959,103	18,815,345	32,077,306	-	97,851,754

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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	320,589	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	(393,836,932)	(83,049,125)	48,435,633	428,449,424	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de 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 activos	-	23,611,009	(365,608)	-	23,245,401
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 netos 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 principio de 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

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(33) 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-G).

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):

	2018	2017	2016
Reservas probadas	\$ 2,505,307,260	2,363,336,481	2,476,535,503
Construcción en proceso	51,033,968	35,381,089	60,720,261
Depreciación y amortización acumulada	(1,572,649,381)	(1,444,962,317)	(1,355,402,150)
Costo neto capitalizado	\$ 983,691,846	953,755,253	1,181,853,614

- b. Costos incurridos por actividades de exploración y desarrollo de propiedades de crudo y gas (no auditada):

	2018	2017
Exploración	\$ 36,208,481	32,480,801
Desarrollo	56,040,685	53,460,364
Total de costos incurridos	\$ 92,249,166	85,941,166

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 \$15,510,327 y \$8,828,809 para 2018 y 2017, respectivamente, que, de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológicos y geofísicos.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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):

	2018	2017	2016
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 910,433,244	762,637,362	616,380,608
Derechos sobre hidrocarburos	443,491,451	375,156,405	304,299,019
Costos de producción (excluyendo impuestos)	273,695,691	248,957,950	171,194,337
Otros costos y gastos	(10,109,114)	(3,954,222)	61,359,271
Gastos de exploración	30,953,413	14,993,433	39,693,273
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	28,845,604	240,672,906	(150,891,739)
	766,877,047	875,826,472	425,654,161
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	\$ 143,556,198	(113,189,111)	190,726,447

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):

		2018	2017	2016
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce) ⁽¹⁾	US\$	50.89	38.63	29.18
Barril de crudo		62.99	48.71	36.55
Gas natural en miles de pies cúbicos		5.57	4.32	3.01

⁽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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2018 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. A la fecha de estos estados financieros consolidados la CNH no ha aprobado los reportes de las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2018.

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 2018, 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 cualquier estimación de las reservas depende de la calidad de los datos disponibles, de la ingeniería, de la interpretación geológica y del juicio profesional. Como resultado de lo anterior, los estimados de diferentes ingenieros pueden variar entre sí. Además, los resultados de perforación, pruebas y producción posteriores a la fecha de un estimado pueden justificar la revisión del mismo.

Durante 2018 no se reportaron incrementos en las reservas probadas de hidrocarburos como resultado del uso de nuevas tecnologías.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2018, tres despachos independientes certificaron las reservas: DeGolyer y MacNaughton ("DeGolyer"), Netherland, Sewell International, S. de R.L. de C.V. ("Netherland"), y GLJ Petroleum Consultants LTD ("GLJ") (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 Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac, DeGolyer certificó las reservas de los activos Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco y GLJ certificó las reservas en los activos Burgos y Veracruz, Bellota-Jujo, Samaria-Luna. 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 10.0% en 2018, pasando de 6,427 MMb al 31 de diciembre de 2017 a 5,787 MMb al 31 de diciembre de 2018. En 2018 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 14.0 % es decir, pasaron de 4,166 MMb en 2017 a 3,588 MMb en 2018. Los decrementos anteriores son básicamente consecuencia de la producción de aceite extraída durante el año 2018, 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 Cárdenas-Mora y Ogarrio, Misión, Miquetla y Ebano de los cuales el 50% de las reservas probadas está asignado a Pemex. En 2018 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos adicionales, fueron insuficientes para compensar el nivel de producción, el cual fue de 743 MMb de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de PEMEX de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 3% en 2018, pasando de 6,593 MMMpc en 2017 a 6,370 MMMpc en 2018. Las reservas probadas desarrolladas de PEMEX de gas seco disminuyeron 25.0% al pasar de 4,513 MMMpc en 2017 a 3,380 MMMpc en 2018. Estas reducciones se explican por la producción de gas extraída durante el año 2018, 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 Cárdenas-Mora y Ogarrio, Misión, Miquetla y Ebano de los cuales el 50% de las reservas probadas está asignado a Pemex. La cantidad de reservas probadas de gas seco adicionales en 2018 fue insuficiente para mantener el nivel de producción en 2018 la cual fue de 887 MMMpc de gas seco. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco de PEMEX incrementaron 16.0% en 2018, de 2,567 MMMpc en 2017 a 2,990 MMMpc en 2018.

Durante 2018, las actividades de exploración en aguas profundas, aguas someras y regiones terrestres incorporaron aproximadamente 1,100 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.

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).

(Continúa)

**Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias**

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Resumen de reservas probadas de crudo y gas ⁽¹⁾ al 31 de diciembre 2018 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	3,488	3,380
Reservas probadas no desarrolladas	2,198	2,990
Total de reservas probadas	5,787	6,370

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⁾

	2018	2017	2016
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1o. de enero	6,427	7,219	7,977
Revisiones ⁽²⁾	22	(95)	189
Delimitaciones y descubrimientos	140	147	(55)
Producción	(743)	(805)	(891)
Farm-outs y transferencias de campos derivados del proceso de licitación por parte de la CNH	(59)	(38)	-
Al 31 de diciembre	5,787	6,427	7,219
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	3,488	4,166	4,886
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,198	2,261	2,333

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

- (1) Las reservas de petróleo crudo y condensados incluyen la fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas de procesamiento de gas natural localizadas en los campos.
- (2) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y cambio en los precios de los hidrocarburos.

Fuente: Pemex Exploración y Producción

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Reservas de gas seco

	2018	2017	2016
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1 de enero	6,593	6,984	8,610
Revisiones ⁽¹⁾	3	169	(183)
Delimitaciones y descubrimientos	809	468	(308)
Producción ⁽²⁾	(887)	(999)	(1,134)
Farm-outs y transferencias de campos derivados del proceso de licitación por parte de la CNH	(148)	(29)	
Al 31 de diciembre	6,370	6,593	6,984
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	3,380	4,026	4,513
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,990	2,567	2,471

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

- (1) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y cambios en los precios de los hidrocarburos
- (2) La producción se refiere al gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un encogimiento en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

Fuente: Pemex Exploración y Producción

La Tasa de Restitución de Reserva (TRR) de Pemex Exploración y Producción para un periodo se calcula dividiendo la suma total de reservas probadas, generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones de las reservas entre la producción total del periodo. Durante 2018, obtuvimos 318 MMBpce de reservas probadas como agregado de descubrimientos, revisiones, delimitaciones y desarrollo que representa una TRR de 35%. La TRR de 2018 representa una mejora en comparación con el 2017 donde la TRR fue de 17%. 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 2018, permaneciendo estable en comparación con la RRP del 2017.

- 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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2018. 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 2018 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 1o. 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

	2018	2017	2016
		(en millones de dólares)	
Flujos de efectivo	US\$ 321,065	269,489	228,196
Costos de producción futuros (sin impuestos a la utilidad)	(103,498)	(114,369)	(87,942)
Costos futuros de desarrollo	(22,224)	(26,229)	(25,515)
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	195,343	128,891	114,738
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	(156,691)	(129,377)	(108,960)
Flujos netos de efectivo	38,652	(487)	5,779
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	(12,434)	(4,600)	(937)
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	US\$ 26,218	4,113	4,841

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

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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

		2018	2017	2016
		(en millones de dólares)		
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	US\$	(31,279)	(25,076)	(19,411)
Cambios netos en los precios y costos de producción		62,902	26,355	(53,278)
Extensiones y descubrimientos		4,323	3,639	1,105
Costos de desarrollos incurridos durante el año		2,984	2,699	4,124
Cambios en costos estimados de desarrollo		(2,146)	2,744	1,763
Revisiones de reserva y cambio de fecha		1,511	(1,353)	6,366
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo		6,628	5,891	11,094
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto		(22,817)	(15,628)	37,537
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	US\$	22,105	(728)	(10,700)
Medición estandarizada:				
Al 1o. de enero	US\$	4,113	4,841	15,541
Al 31 de diciembre		26,218	4,113	4,841
Variación	US\$	22,105	(728)	(10,700)

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^{1,2}

Empresa	Participación ³	
	%	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 DAC ⁴		
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.	28.3	(indirecta)
Holdings Holanda Services B.V.	71.7	(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.	59.02	(indirecta)
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	40.98	(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.	99.999999	(indirecta)
Holdings Holanda Services, B.V.	0.000001	(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.	1	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	99	(indirecta)
P.M.I. Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V.		
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	0.99	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	99.01	(indirecta)
P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V.		
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	1	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	99	(indirecta)

Administración Portuaria Integral P.M.I., S.A. de C.V.⁵		
P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	98	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	2	(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 DAC	99	(indirecta)
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	1	(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. ⁵		
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)
Pemex Finance Ltd ⁶		
Petróleos Mexicanos	100	(directa)
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.⁵		
Petróleos Mexicanos	5	(directa)
Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex		
Transformación Industrial		
Mex Gas Internacional, S.L.		
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)
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.	99.9997	(indirecta)
MGC México, S.A de C.V.	0.0003	

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)
PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V.		
MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.0001	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	99.9999	(indirecta)
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.		
Mex Gas Supply, S.L.	14.91	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	85.09	(indirecta)
TAG Pipelines Sur, 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.	99.999969	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	0.000031	(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	99	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	1	(indirecta)
Terrenos para Industrias, S.A.		
Pemex Transformación Industrial	100	(directa)
P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V.⁵		
Pemex Transformación Industrial	50	(directa)
P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	50	(indirecta)
PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V.⁷		
Mex Gas Internacional, S.L.	99.99	(indirecta)
MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.01	(indirecta)
PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.		
PMX Cogeneración Internacional, S.L.	99.99	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	0.01	(indirecta)
Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex		
Exploración y Producción		
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.⁸		
Pemex Exploración y Producción	60	(directa)
Administración Portuaria Integral Dos Bocas, S.A. de C.V.⁸		
Pemex Exploración y Producción	40	(directa)
PEP Marine DAC⁹		
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.		
PEP Marine DAC	51.01	(indirecta)
Pemex Exploración y Producción	48.99	(directa)

Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex Etileno

PPQ Cadena Productiva, S.L.		
Pemex Etileno	100	(directa)

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	99.99999998	(directa)
Pemex Etileno	0.00000000	(directa)
	2	

PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.

Pemex Fertilizantes	68.16	(directa)
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	31.84	(indirecta)

Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.

PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.35	(indirecta)
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.65	(indirecta)

Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.

Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	46.59926264	(indirecta)
Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	53.40073736	(indirecta)

Dinámica Industrial Balsas, S.A. de C.V.

Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99990206	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00009794	(indirecta)

Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.

Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	0.00384586	(indirecta)
Sadcom del Centro S.A. de C.V.	99.99615414	(indirecta)

Mínera Rofomex, S.A. de C.V.

Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99392279	(indirecta)
Roca Fosfórica Mexicana S.A. de C.V.	0.00606506	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00001215	(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.	99.99999989	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000011	(indirecta)
Sadcom del Centro, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99989489	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00010511	(indirecta)

Notas

- 1 Al cierre de 2018.
- 2 La participación accionaria de Pemex en las empresas que se enlistan es proporcionada por las propias empresas.
- 3 Cuando se reporta a dos decimales es por redondeo.
- 4 Anteriormente P.M.I. Trading Limited.
- 5 En proceso de liquidación al cierre de 2018.
- 6 Aparece por primera vez en este reporte.
- 7 Anteriormente PMX Cogeneración Internacional, S.L.
- 8 Empresa Paraestatal.
- 9 Anteriormente P.M.I. Marine DAC.

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
<i>Brent</i>	Tipo de petróleo que se extrae 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 del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEP	Contrato Integral de Exploración y Producción
CNGM	Costa Norteamericana del Golfo de México
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
<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.
CPG	Complejo Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSIEE	Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Producción
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
GARICC	Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias
GLP	Gas licuado
<i>Henry Hub</i>	Red de distribución en el sistema de ductos de gas natural seco en Erath, Louisiana, propiedad de Sabine Pipe Line LLC. Dada su importancia, le presta su nombre a los futuros de gas natural seco 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).

Acrónimo	Significado
IEPS	Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios
IFD	Instrumentos Financieros Derivados
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.
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
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.
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PPS	Pemex Perforación y Servicios
PROSENER	Programa Sectorial de Energía
PTCI	Programas de trabajo de control interno
PTRI	Pemex Transformación Industrial
SCI	Sistema de control interno
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SOx	Óxidos de azufre
SPBN	Subdirección de Producción Bloques Norte
SPBS	Subdirección de Producción Bloques Sur
SSPA	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
UBA	Ultra Bajo Azufre
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>

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
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**

LXIV LEGISLATURA

Secretario de Servicios Parlamentarios: Hugo Christian Rosas de León; **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. 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 y 54044.
Página electrónica: <http://cronica.diputados.gob.mx>