



**CÁMARA DE
DIPUTADOS**
LXIV LEGISLATURA

Diario de los Debates

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

Primer Periodo de Sesiones Ordinarias del Tercer Año de Ejercicio

Presidenta

Diputada Dulce María Sauri Riancho

Año III

Miércoles 2 de septiembre de 2020

Sesión 4 Anexo "B"

Mesa Directiva

Presidenta

Dip. Dulce María Sauri Riancho

Vicepresidentes

Dip. María de los Dolores Padierna Luna

Dip. Xavier Azuara Zúñiga

Dip. María Sara Rocha Medina

Secretarios

Dip. María Guadalupe Díaz Avilés

Dip. Karen Michel González Márquez

Dip. Martha Hortencia Garay Cadena

Dip. Julieta Macías Rábago

Dip. Héctor René Cruz Aparicio

Dip. Lyndiana Elizabeth Bugarín Cortés

Dip. Mónica Bautista Rodríguez

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

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

Dip. Jorge Arturo Argüelles Victorero
Coordinador del Grupo Parlamentario del
Partido Encuentro Social

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

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



**CÁMARA DE
DIPUTADOS**
LXIV LEGISLATURA

Diario de los Debates

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

Primer Periodo de Sesiones Ordinarias del Tercer Año de Ejercicio

Director General de Crónica y Gaceta Parlamentaria Gilberto Becerril Olivares	Presidenta Diputada Dulce María Sauri Riancho	Directora del Diario de los Debates Eugenia García Gómez
Año III	Ciudad de México, miércoles 2 de septiembre de 2020	Sesión 4 Anexo "B"

SUMARIO

COMUNICACIONES OFICIALES

De la Secretaría de Energía, por la cual remite el Informe anual 2019 de Petróleos Mexicanos.

INFORME ANUAL 2019



POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

Presentación

El Informe Anual sobre la gestión de Petróleos Mexicanos durante 2019, se presenta al Consejo de Administración por el Director General de Petróleos Mexicanos, conforme a lo establecido en el artículo 113 de la Ley de Petróleos Mexicanos, para su aprobación y posterior entrega al Ejecutivo Federal y al H. Congreso de la Unión, por conducto del Presidente del Consejo de Administración.

Petróleos Mexicanos, como Empresa Productiva del Estado, es la corporación más importante del país y, en el contexto internacional, es una de las más representativas en la industria del petróleo y gas.

El presente informe compendia las principales operaciones de Pemex, su infraestructura, los mercados en los que tiene presencia, así como los aspectos estratégicos más relevantes que sustentan su Plan de Negocios 2019-2023, en el primer año de la nueva administración, dentro del marco de la Cuarta Transformación, emprendida por el Gobierno Federal en todos los ámbitos del quehacer de la nación. En particular, para el sector energético se establece como objetivo garantizar el suministro de combustibles con producción nacional, mediante el fortalecimiento y rescate de Pemex.

En este contexto, se plantearon acciones en diversos frentes: aumento en recursos de inversión, reducción de la deuda, desarrollo de 20 campos de producción, mayor extracción de hidrocarburos para revertir la declinación observada en los años anteriores, incrementar la producción de combustibles y en consecuencia reducir la importación de petrolíferos; y, reducir significativamente el robo de combustibles.

Destacan dos grandes proyectos iniciados en 2019: la construcción de la Refinería en Dos Bocas, Tabasco y el plan de mantenimiento masivo de las seis refinerías. El desarrollo de ambos ha avanzado conforme a lo programado y deberán impactar favorablemente en el mediano plazo el proceso de crudo y la obtención de petrolíferos.

El ejercicio 2019 en Pemex, se caracterizó por aspectos financieros favorables para la empresa. En materia de financiamiento, no se utilizó deuda como fuente de financiamiento para cubrir el déficit financiero ni para cubrir proyectos de inversión. Asimismo, se llevó a cabo el proceso de refi-

nanciamiento más grande, de aproximadamente 36 mil millones de pesos. Por otra parte, se obtuvo un beneficio fiscal de 26,403 millones de pesos derivado de ajustes en el DUC, el cual continuará impactando favorablemente por los ajustes subsecuentes en 2020 y 2021.

El estado de resultados reflejó una pérdida neta de 347,911 millones de pesos, el margen EBIDTA ascendió a 28% y se logró una reducción en el saldo conjunto de las deudas interna y externa equivalente a 23,077.6 millones de pesos. Respecto al balance financiero, en 2019 alcanzó 27,213 millones de pesos, una mejora de 92,658 millones de pesos con relación al monto aprobado por el Congreso de la Unión.

Por otra parte, se avanzó en la restructuración de la empresa con la fusión de dos empresas productivas subsidiarias; reducción en el índice de frecuencia de accidentes; abatimiento en los tiempos de contratación; reducción substancial en el robo de combustibles, entre otros.

Petróleos Mexicanos refrenda su compromiso de continuar siendo instrumento del Estado, como palanca para el desarrollo económico de la nación y el mejoramiento del bienestar social, generando valor económico en un entorno de austeridad, eficiencia en sus operaciones, transparencia y combate a la corrupción.

ORIGINAL FIRMADO

NORMA ROCÍO NAHLE GARCÍA
PRESIDENTE DEL CONSEJO
DE ADMINISTRACIÓN

ORIGINAL FIRMADO

OCTAVIO ROMERO OROPEZA
DIRECTOR GENERAL

Contenido

Presentación

Contenido

1. Resumen ejecutivo	07
2. Perfil de Petr6leos Mexicanos	15
2.1 6rgano de gobierno	20
2.2 6stici3n corporativa	21
2.3 Infraestructura	30
2.4 Mercado	32
2.5 Estrategia y perspectivas	34
3. Exploraci3n y producci3n de hidrocarburos	37
3.1 Exploraci3n, desarrollo y reservas	38
3.2 Producci3n de crudo y gas natural	42
3.3 Contratos y asociaciones	44
4. Refinaci3n, proceso de gas y petroqu6mica	45
4.1 Transformaci3n industrial	46
4.2 Fertilizantes	54
5. Log6stica y comercializaci3n	57
5.1 Log6stica	58
5.2 Comercializaci3n	64
6. Seguridad industrial y protecci3n ambiental	69
6.1 Seguridad industrial	70
6.2 Protecci3n ambiental	72

7. Información financiera	81
7.1 Estados financieros	83
7.2 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	88
7.3 Ejercicio del presupuesto	94
8. Gobierno corporativo	101
8.1 Sistema de control interno	102
8.2 Responsabilidad social corporativa	111
9. Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los Programas Anuales de Petróleos Mexicanos 2019	113
<hr/>	
Anexo (Indicadores del Plan de Negocios)	
<hr/>	
Información general	
<hr/>	
Dictamen del auditor externo a los estados financieros	
Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales	
Glosario	
<hr/>	
Sitios y localidades	
<hr/>	



1



RESUMEN EJECUTIVO



A 81 años de la expropiación petrolera, Petróleos Mexicanos continúa siendo pilar en la economía del país por su contribución a las finanzas del país y su compromiso irrestricto para garantizar el abasto de productos energéticos básicos. Con personal experto y una amplia infraestructura, participa en la cadena de valor desde la exploración y producción primaria de crudo y gas hasta la elaboración, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. En el ámbito internacional, forma parte del grupo de las mayores empresas de la industria del petróleo y del gas

En julio de 2019, Pemex se reestructuró a fin de optimizar los recursos humanos, simplificar sus procesos, incrementar la eficacia y la transparencia, así como adoptar las mejores prácticas corporativas y empresariales a nivel nacional e internacional, con el fin de reforzar la conducción central, mejorar su desempeño y reducir costos.

Acorde a las políticas de austeridad del Gobierno Federal, se reportó un ahorro por servicios personales de 1,260 millones de pesos. Asimismo, la fusión de dos de sus empresas productivas subsidiarias y la reestructuración organizacional a nivel corporativo, impactó en una reducción de 375 plazas.

La atención médica de los trabajadores y sus derechohabientes se concentró en proporcionar medidas preventivas en su modelo integral de salud, sin descuidar otros aspectos como el control de enfermedades crónicas no transmisibles, salud materna e infantil, así como la certificación de sus unidades médicas.

En materia de abastecimiento, los ahorros derivados de acciones implementadas como: modelo integral de adjudicación, servicios integrados para intervenciones a pozos y de alimentación y hotelería a bordo de plataformas habitacionales, entre otros, alcanzaron un monto cercano a 40 mil millones de pesos.

Las tecnologías de información continúan apoyando las actividades administrativas y operativas de la empresa. Los ataques cibernéticos que experimentó Pemex en noviembre de 2019, motivaron un reforzamiento en aspectos de seguridad en los sistemas de información.

La estrategia de combate al robo de combustibles, emprendida a finales de 2018, logró abatir con éxito el volumen sustraído, alcanzando a finales de 2019 niveles de 5.3 Mbd de productos petrolíferos.

La infraestructura con que cuenta Petróleos Mexicanos, está distribuida en todo el país y le permite realizar con eficiencia sus operaciones de extracción de hidrocarburos, obtención de petrolíferos y petroquímicos, así como su transporte, distribución y comercialización.

En aspectos de mercado, durante 2019, las cotizaciones promedio del año de los crudos marcadores, a las que está asociado el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación, registraron una disminución, en comparación con 2018, debido al incremento en la oferta de Estados Unidos de América (EUA). Otro factor fue la imposición de aranceles por parte de EUA a China y Venezuela, lo cual generó expectativas de menor demanda de crudo. En promedio, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación tuvo una disminución de 9.3%, respecto al año previo, ubicándose en 55.63 dólares por barril.



Pemex replanteó su dirección estratégica, en línea con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, con el lanzamiento de su Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023 (Plan de Negocios), en el que se plasma la estrategia institucional enfocada en recuperar la solvencia financiera y la capacidad productiva de Pemex en toda su cadena de valor, para convertirse en una palanca nacional de desarrollo económico y social. Al cierre de 2019 se dio cumplimiento a algunas de las metas establecidas, principalmente las concernientes a balance financiero y endeudamiento neto.

Respecto a las actividades en materia de exploración y producción, se emprendieron acciones de análisis técnicos y financieros para la celebración de contratos de Servicios (CSIEE).

En cuanto a la perforación de pozos, durante 2019 se terminaron 225 pozos, de los cuales 23 fueron exploratorios (resultando 15 productores y ocho improductivos) y se terminaron 202 de desarrollo, con un éxito de 93.9%.

Se reportaron nuevos descubrimientos en las Cuencas del Sureste en la porción marina y con la agregación de dos campos, se incorporó una reserva 3P preliminar del orden de 677 MMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo.

La producción de petróleo crudo registró un volumen de 1,700.7 miles de barriles diarios¹, 7.2% menor a la reportada el año previo. En gas natural, la producción total fue de 4,894.2 millones de pies cúbicos diarios².

El Sistema Nacional de Refinación continuó con tendencia a la baja en el procesamiento de crudo, alcanzando 592 Mbd, volumen 19.8 Mbd menor al procesado en 2018, principalmente por trabajos de mantenimiento y de rehabilitaciones en las refinerías.



1 Incluye producción de socios y condensados.

2 Incluye producción de socios, nitrógeno y CO₂.

Asimismo, el volumen procesado de gas húmedo en los complejos se redujo 4.3% respecto al año anterior, al totalizar 2,826.3 millones de pies cúbicos diarios, dando como resultado una producción de 2,305 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, principalmente.

Como consecuencia de la escasez de etano, la empresa ha privilegiado la producción de productos de mayor rentabilidad y competitividad en el mercado. La producción de etileno y derivados fue de 1,610.8 mil toneladas, cifra inferior en 12% a la del año previo.

Pemex Fertilizantes suscribió un contrato de compra - venta de gas natural que le permitirá contar con la materia prima necesaria para la operación de una planta de amoníaco en Cosoleacaque.

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 2019 se transportaron un total de 2,069.3 Mbd a través de distintos medios: 1,436.4 Mbd (69%) fueron inyectados a los sistemas de ductos, 431.8 Mbd (21%) fueron transportados de forma terrestre por autos tanque y carros tanque y los restantes 201.1 Mbd (10%) por buques tanque.

Durante 2019, se pusieron a disposición del mercado 1,211.7 Mbd de productos petrolíferos, 720.6 Mbd de gasolinas y un volumen de 293.2 Mbd de diésel; además de 1,604.4 MMpcd de gas natural.

En el mercado petroquímico, Petróleos Mexicanos disminuyó la colocación de productos, alcanzando 3,338 miles de toneladas, resultado 11.7% menor al del año anterior.

Las principales operaciones asociadas al comercio exterior fueron la exportación de petróleo crudo con un volumen de 1,103.3 Mbd (6.8% inferior al año previo) y la importación de gas natural seco con un promedio de 965.9 MMpcd (26.6% menor al de 2018). Adicionalmente, las compras en el exterior de petrolíferos y gas licuado totalizaron 846.9 Mbd, una disminución de 14.4% con relación a 2018. En conjunto, la balanza comercial de Petróleos Mexicanos durante 2019 acumuló un déficit de 568 millones de dólares, monto 83.1% menor al registrado en 2018.

En materia de seguridad industrial, el desempeño de la empresa continúa mejorando, con un mínimo por cuarto año consecutivo. El índice de frecuencia registró un valor de 0.24 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo. Pemex está atento al cuidado del medio ambiente y gestión energética, a través del seguimiento estricto de sus emisiones, así como del cuidado y preservación de los parques ecológicos Jaguaroundi y Tuzandépetl.

En el aspecto financiero, el resultado de EBITDA³ en 2019 alcanzó 397,179 millones de pesos, el cual muestra una disminución de 28% respecto a 2018, principalmente por menores precios y volumen de los productos comercializados nacionales y de exportación.

Por primera vez en más de una década, Pemex no utilizó la deuda como fuente de financiamiento para cubrir su déficit financiero ni para financiar los proyectos de inversión. Asimismo, llevó a cabo el proceso de refinanciamiento más grande en la historia de la compañía, con un monto cercano a los 36 mil millones de dólares.

En cuanto al balance financiero registrado en 2019 fue de 27,213 millones de pesos, lo que representó una mejora de 92,658 millones de pesos respecto de la meta de balance financiero comprometida.

³ Rendimiento antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, deterioro, pozos no desarrollados y costo neto del periodo de beneficios a empleados netos de pagos de pensiones y servicio médico.

Adicionalmente, en 2019, el Congreso de la Unión aprobó en octubre la reforma histórica de reducción de la tasa del Derecho de Utilidad Compartida, para 2020 la tasa será de 58% y para 2021 de 54%.

Petróleos Mexicanos ha implementado políticas en materia de ética, integridad y combate a la corrupción, conforme a las mejores prácticas nacionales e internacionales.

En el ámbito de los riesgos empresariales, se conformó un inventario de los 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.

Respecto al Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos, durante 2019 se incorporó en el Plan de Negocios 2019-2023 la estrategia 9.2, enfocada en la mejora y simplificación de la gestión de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

No menos importante fueron las acciones relacionadas con la responsabilidad social corporativa, a través de las cuales Pemex estrecha su vínculo con las comunidades y grupos de interés, mediante la inversión social ejercida en 2019 por 2,321.4 millones de pesos, distribuidos en donaciones y obras.

Indicadores

Precios

Indicador	2018	2019
WTI (US\$/b)	65.11	57.00
Brent (US\$/b)	71.22	64.24
Mezcla Mexicana de Exportación (US\$/b)	61.41	55.63
Gas natural seco (US\$/MMBtu) ¹	3.14	2.56

¹ Precio Henry Hub.

Operativos

Indicador	2018	2019
Reservas probadas totales (MMbpce) ¹	7,010	7,182
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce) ²	1,170	677
Producción de petróleo crudo (Mbd) ³	1,833	1,701
Producción de gas natural (MMpcd) ⁴	4,847	4,894
Proceso de gas (MMpcd)	2,952	2,826
Proceso de petróleo crudo en refinerías (Mbd)	612	592
Producción de petrolíferos y gas licuado (Mbd) ⁵	741	726
Producción de petroquímicos (Mt) ⁶	7,650	7,140
Ventas de productos petrolíferos (Mbd) ⁷	1,315	1,212
Ventas de productos petroquímicos (Mt)	3,781	3,339
Exportación de petróleo crudo (Mbd)	1,184	1,103

1 Información preliminar 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 2019 incluye la producción del Sistema Nacional de Refinación (625.6 Mbd), gas licuado de los complejos procesadores de gas (100.2 Mbd), gas licuado de Pemex Exploración y Producción (0.2 Mbd).

6 Producción bruta. Para 2019 incluye la producción de Pemex Transformación Industrial por 7,133 Mt (del SNR 464.1 Mt, de los complejos procesadores de gas 3,558.6 Mt, de los complejos petroquímicos 3,110.3 Mt) y de Pemex Fertilizantes 6.5 Mt.

7 No incluye gas licuado.

Financieros

Indicador (millones de pesos)	2018	2019
Balance financiero	-61,811	27,213
Deuda consolidada	2,082,287	1,983,174
Tasa anual de crecimiento de la deuda, %	2.2	-4.8
Total de ventas	1,681,120	1,401,971
EBITDA ¹	551,652	397,179
Margen EBITDA, % (EBITDA/Total de ventas)	33.0	28.0
Rendimiento (pérdida) de operación	367,401	37,030
Ingreso financiero	31,557	24,484
Costo financiero	120,727	132,861
Rendimiento (pérdida) antes de impuestos	281,159	-4,087
Pérdida neta	180,419	347,911
Total del activo	2,075,197	1,918,448
Total del pasivo	3,534,603	3,915,657
Total del patrimonio	-1,459,406	-1,997,209

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



2

PERFIL DE
**PETRÓLEOS
MEXICANOS**



Petróleos Mexicanos (Pemex) es la empresa más grande del país en el sector de los hidrocarburos, constituida como una Empresa Productiva del Estado, enfocada en resultados y generación de valor

En el ámbito internacional, es una de las corporaciones petroleras más grandes y está reconocida como la primera marca más valiosa de América Latina.

A partir de diciembre de 2018, siendo pieza fundamental dentro del sector energético en la nueva administración, tiene un papel primordial para garantizar la soberanía y seguridad energética nacional, así como para convertirse en una de las palancas estratégicas para impulsar el desarrollo económico de México.

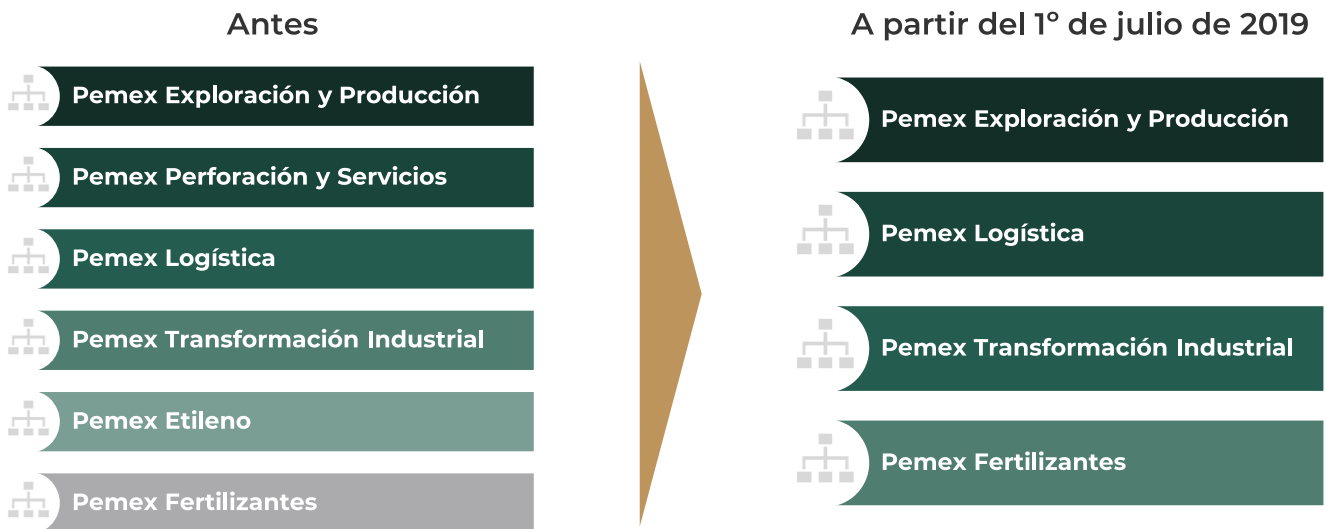
Pemex se dedica a actividades consideradas como estratégicas para el Estado, de una manera integrada en la cadena de valor, que cubre desde la exploración, producción, procesamiento, transporte, hasta la comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

En 2019, la Empresa Productiva del Estado se reestructuró para impulsar la simplificación de sus procesos, la eficacia y la transparencia en su administración, así como adoptar las mejores prácticas corporativas y empresariales a nivel nacional e internacional con el fin de reforzar la conducción central, mejorar su desempeño y reducir costos.

En este contexto, el Consejo de Administración autorizó, a partir del 1 de julio de 2019, modificaciones a la estructura básica de Pemex, con la reducción de seis a cuatro Empresas Productivas Subsidiarias (Pemex Perforación y Servicios se fusionó con Pemex Exploración y Producción y Pemex Etileno se fusionó con Pemex Transformación Industrial) y de siete a cuatro direcciones en el corporativo.

Las Empresas Productivas Subsidiarias con que cuenta Pemex tienen participación en los siguientes ámbitos:

- PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP): Realiza 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 TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (PTRI): Interviene en la refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- PEMEX LOGÍSTICA (PLOG): Presta servicios de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos, petroquímicos a Pemex, Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales y terceros.
- PEMEX FERTILIZANTES (PFERT): Opera la producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados.



Asimismo, los cambios instrumentados en la estructura organizacional de Pemex, redundaron en la compactación a cuatro áreas



Derivado de la aplicación de la nueva estructura de Pemex para la gestión corporativa, se reasignaron 3,250 trabajadores no sindicalizados a distintos estados de la República, en atención a los compromisos del Ejecutivo Federal de descentralizar y fortalecer la operación en los estados donde tiene presencia Pemex.

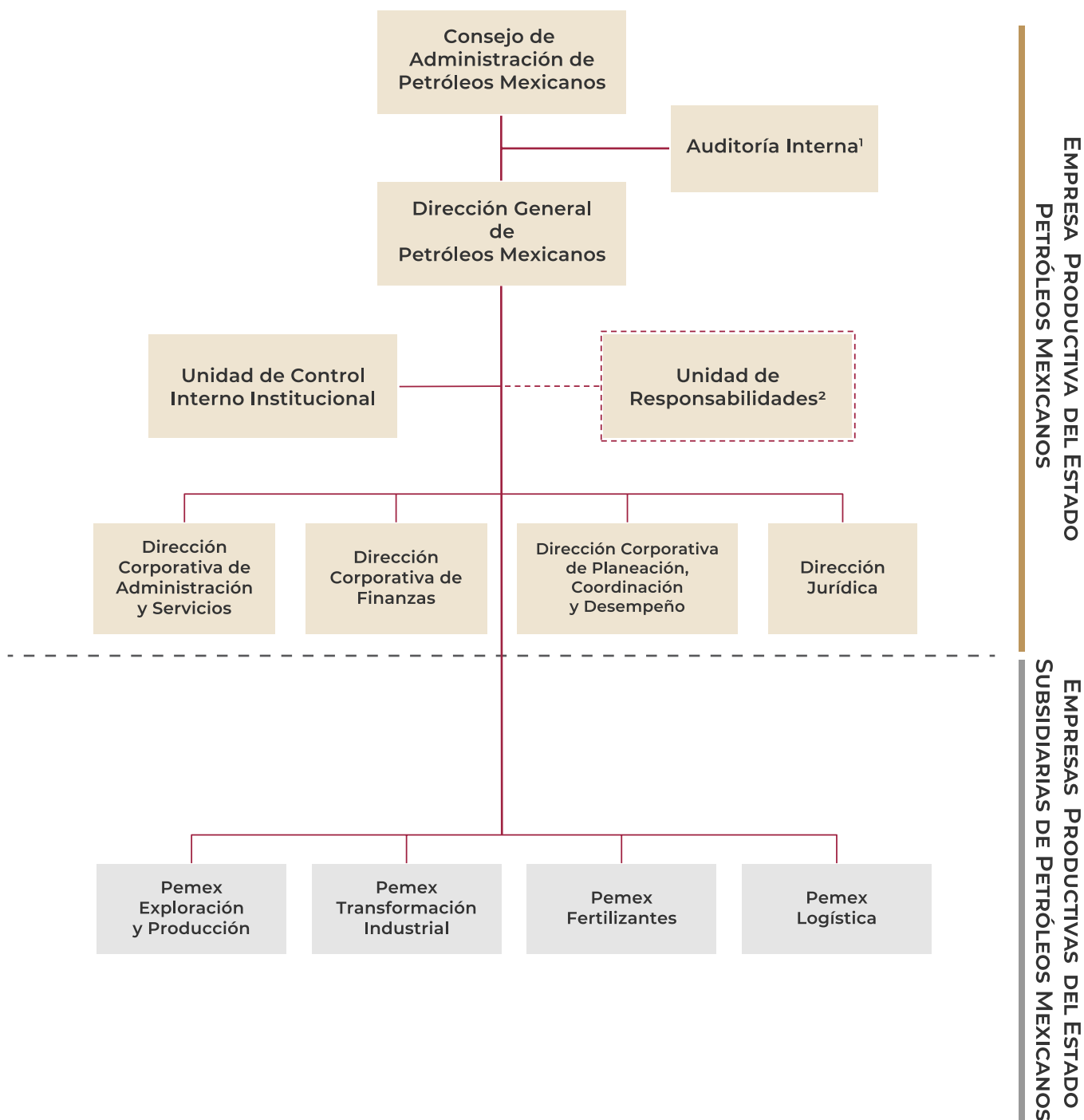
De manera complementaria, la principal filial de Pemex, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI), realiza las operaciones comerciales de petróleo crudo y de productos derivados en los

mercados internacionales a través de diversas empresas prestadoras de servicios administrativos, financieros, legales, de administración de riesgos, de fletamento de buques y de inteligencia de mercado.

Adicionalmente, Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales tienen participación accionaria en empresas⁴ variadas, para cumplir de manera eficaz y eficiente sus objetivos.

⁴ La relación completa de las empresas se presenta en el apartado de Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales.

Estructura organizacional de Petróleos Mexicanos



Estructura vigente a diciembre de 2019.

- 1 La Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría. Artículo 177 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 Consejo de Administración es el máximo órgano de gobierno de la empresa, siendo el responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus empresas filiales.

Está 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 2020, sus integrantes son:

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

CONSEJEROS REPRESENTANTES DEL ESTADO

CONSEJERO PRESIDENTE

Ing. Norma Rocío Nahle García
Secretaría de Energía

PRESIDENTE SUPLENTE

Ing. Miguel Ángel Maciel Torres
Subsecretario de Hidrocarburos de la
Secretaría de Energía

CONSEJEROS PROPIETARIOS

Mtro. Arturo Herrera Gutiérrez
Secretario de Hacienda
y Crédito Público

CONSEJEROS SUPLENTE

Mtro. Gabriel Yorio González
Subsecretario de Hacienda y Crédito
Público de la SHCP

Dra. Graciela Márquez Colín
Secretaría de Economía

**Mtro. Francisco José
Quiroga Fernández**
Subsecretario de Minería de la Secretaría
de Economía

Dr. Víctor Manuel Toledo Manzur
Secretario de Medio Ambiente y Recursos
Naturales

**Mtro. Julio César Jesús
Trujillo Segura**
Subsecretario de Fomento y
Normatividad Ambiental de la Secretaría
de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Lic. Manuel Bartlett Díaz
Director General de la Comisión Federal de Electricidad

CONSEJEROS INDEPENDIENTES DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Lic. Juan José Paullada Figueroa
Ing. José Eduardo Beltrán Hernández
Ing. Francisco José Garaicochea y Petrirena
Mtro. Rafael Espino de la Peña
Lic. Humberto Domingo Mayans Canabal

SECRETARIO

Lic. Alejandro Morales Becerra

PROSECRETARIO

Lic. Agustín Díaz Lastra

Actualizado al mes de abril de 2020.

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, así como la política de contratación, de evaluación del desempeño y de remuneraciones del resto del personal; y proponer los 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 revisar los programas anuales de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras.

2.2 Gestión corporativa

Servicios personales

En concordancia con las políticas establecidas por el Gobierno Federal y los nuevos retos y proyectos que desarrolla Petróleos Mexicanos, se reportó un ahorro para el año 2019 en Servicios Personales de Operación de 1,260 millones de pesos⁵.

Al cierre del mes de diciembre de 2019 se registró una plantilla de 122,646 plazas ocupadas, de las cuales 99,937 corresponden a plazas de régimen sindicalizado, el resto de las plazas (22,709) son de personal de confianza.

Se realizó una reestructura que representó una reducción de 153 plazas en las áreas Corporativas y 222 en las Empresas Productivas Subsidiarias, para una reducción total de 375 plazas en Pemex.

5 Dato preliminar podrá cambiar una vez que se integre la información de cuenta pública.

Se efectuó la revisión del Contrato Colectivo de Trabajo para el bienio 2019-2021, en el que se preservaron las prestaciones para los trabajadores y se otorgaron incrementos a las mismas.

- Aplicación de un incremento de 3.78 % a las prestaciones de gas doméstico y gasolina y lubricantes, y para el personal de confianza los conceptos de gas doméstico y gasolina se integran en un solo concepto denominado Integración de Prestaciones.

Como resultado del ajuste y supresión de las ayudas económicas que se otorgaban al sindicato petrolero, se generarán ahorros con esta negociación.

Mediante el apoyo del Fondo CONACYT- SENER-Hidrocarburos, se capacitó a 1,503 trabajadores y certificó a 871 a través de la Universidad Empresarial de Pemex. Adicionalmente se concluyeron tres proyectos:

- Programa de certificación de operadores universales de procesos de gas y petroquímica del sector hidrocarburos.

- Diplomado en mantenimiento mecánico estático.

- Programa de preparación, entrenamiento y formación de habilidades para la certificación de soldadores.

Servicios de salud

La atención médica de los trabajadores de Pemex y sus derechohabientes continúa siendo una de las actividades de mayor relevancia y está dirigida principalmente a acciones preventivas en su modelo integral de salud, para la prevención y promoción a la salud, seguridad, salud en el trabajo y asistencia médica.

Para dar cumplimiento a las acciones diseñadas en la preservación de la salud de los trabajadores de Pemex, durante 2019 destacan los siguientes logros:

- Exámenes médicos a trabajadores, incluyendo exámenes de ingreso: 112,291.

- Atención de 8,633 acciones de demanda laboral en contra de Pemex mediante la elabora-

ción y presentación de dictamen médico pericial ante las Juntas Federales de Conciliación y Arbitraje (100% de los casos atendidos por el área jurídica de la Empresa).

- Exámenes psicofísico integral para otorgamiento de licencia oficial colectiva ante la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA) para portación de arma de fuego para personal de Salvaguardia Estratégica a 1,183 candidatos (100% de lo programado).

En medicina preventiva se logró formalizar y estandarizar el protocolo de tamizaje metabólico. Durante septiembre a noviembre se llevó a cabo la campaña de reforzamiento de lucha contra el dengue.

En Pemex se realizaron programas dirigidos al control de las enfermedades crónicas no transmisibles de mayor impacto en el primer nivel de atención, tales como la Hipertensión Arterial Sistémica, en la que con el apoyo del Programa de Atención de Síndrome Metabólico se logró 50.6% de control en personas mayores de 20 años. En los Centros de Atención a Factores de Riesgo se apoyó al programa de atención a pacientes que viven con diabetes mellitus para brindar una atención integral para mejorar las cifras de control, incluyendo los programas de salud bucal, conforme a las metas establecidas.

En lo que respecta a la atención médica dirigida a la salud materna e infantil, bajo enfoque de riesgo, se logró una cobertura por arriba de la meta nacional de ocho consultas de atención prenatal, que permitió diagnosticar y atender en forma oportuna embarazos de alto riesgo y con ello se evitaron muertes maternas, con una tasa de mortalidad neonatal de 1.3 por cada mil recién nacidos vivos, incluyendo el logro de cero transmisión vertical de VIH en recién nacidos con madre infectada.

Se logró la integración del equipo cardiovascular de Pemex, garantizando una mayor cobertura en atención de Alta Especialidad para procedimientos quirúrgicos como cirugía a corazón abierto, intervenciones en población pediátrica, estudios electrofisiológicos, crioablación y dispositivos de asistencia ventricular.

Se garantizó el tratamiento curativo para los pacientes con hepatitis C, logrando una erradicación de la enfermedad en 90%. En VIH, el porcentaje de personas que actualmente reciben terapia antirretroviral en Pemex es de 98% y el 82% se mantiene con carga viral indetectable.

Se obtuvo el premio nacional de calidad de las unidades médicas de primer nivel de atención con la clínica Atitalaquia y hospitales de especialidad con el Hospital Central Norte y segundo lugar en hospitales generales con el Hospital de Comalcalco. Se logró el premio nacional a la mejora continua en hospitales generales con el Hospital de Comalcalco y en primer nivel de atención con la clínica Atitalaquia.

Se mantuvo la vigencia de la certificación de 42 unidades médicas, quedando pendientes por certificar el Hospital General de Dos Bocas, Tabasco y la Clínica de San Martín Texmelucan, Puebla.

Con la finalidad de garantizar la seguridad y continuidad operacional de las Unidades médicas, durante 2019 destacan los siguientes logros:

- Evaluación del Programa Hospital Seguro, avalado por la Secretaria de Gobernación a través del Sistema Nacional de Protección Civil de siete unidades médicas de Petróleos Mexicanos (hospitales: Reynosa, Ciudad Madero, Ébano, Minatitlán, Poza Rica, Cerro Azul y Naranjos).
- Certificación en calidad ambiental por parte de la PROFEPA de cinco Unidades Médicas de Petróleos Mexicanos: Hospital General Ciudad del Carmen, clínica de primer nivel Cd. del Carmen, Hospital General Ébano, Hospital General Salina Cruz y Hospital Central Sur de Alta Especialidad.

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

Acción realizada	2019
Consultas otorgadas	4,471,638
Intervenciones quirúrgicas	24,000
Egresos hospitalarios	58,404
Estudios de laboratorio	4,534,098
Nacidos vivos	2,269
Trasplantes realizados	14

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

Concepto	2019
Dosis de vacunas aplicadas en las semanas nacional de salud	72,503
Dosis de vacunas aplicadas en programa permanente	88,412
Dosis de vacunas de Influenza aplicadas a todos los grupos de edad en el periodo	138,914
Total de vacunas aplicadas	299,829

Concepto	2019
Detección de hepatitis	40,789
Detección de brucelosis	18,756
Detección de sífilis	19,479
Detección de Virus Inmunodeficiencia Humana (VIH)	23,289
Detección de tuberculosis	7,395
Detección de cólera	1,069
Detección de dengue, zika y chikungunya	1,448
Total de enfermedades transmisibles detectadas	112,225
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer de mama en mujeres de todas las edades	35,525
Estudios de tamizaje para la detección de cáncer cervicouterino en mujeres de todas las edades	37,885
Estudios de tamizaje para la detección de obesidad, hipertensión arterial y/o diabetes mellitus	452,198
Servicios de tamiz (metabólico y auditivo)	4,244

Abastecimiento

En materia de abastecimiento, durante 2019 se realizaron contrataciones por un monto de 176,600 millones de pesos, en donde se privilegiaron los procesos competitivos.

Como resultado de diversas acciones, se obtuvieron ahorros por cerca de 40 mil millones de pesos. Las más relevantes son:

- Modelo integral de adjudicación que resultó en ocho procedimientos de invitación restringida, servicios integrados para intervenciones a pozos y de alimentación y hotelería a bordo de plataformas habitacionales.
- Beneficios económicos derivados de los porcentajes pactados en los descuentos por volumen en Contratos Preparatorios.

- Beneficios resultados de la implementación de categorías de abastecimiento estratégico.

- Ahorros obtenidos en contrataciones relacionadas con servicios de soporte y salud y de ingeniería de costos.

El beneficio económico, obtenido en 2019 por la implementación de Abastecimiento Estratégico, correspondió a 3,100 millones de pesos, destacando las categorías de Bombeo Electro Centrífugo (BEC), Transporte Marítimo y Mantenimiento General y Apoyo Costa Afuera, las cuales en su conjunto representan el 87% de monto obtenido.

En el caso de las contrataciones de campos nuevos, se redujeron los plazos de contratación en 42%, lo que representó de 130 a 87 días. Por otro lado, para la atención al Programa 2019 de Rehabilitación de refinerías, se contrataron 2,393 iniciativas que derivaron en 1,030 procedimientos de contratación, optimizando el proceso de abastecimiento en 43%. Lo anterior concluyó en la formalización de 1,616 contratos para dicho programa, equivalente a un monto total de 11,249 millones de pesos, distribuidos de la siguiente manera: 49% para obra, 21% para servicios y el 30% restante fue para adquisición de bienes.



El uso del Sistema de Contrataciones Electrónicas de Pemex continuó privilegiando la contratación de bienes y servicios bajo los principios de honradez, transparencia e igualdad en las actividades de abastecimiento. Se llevaron a cabo eventos electrónicos desde la entrega de invitaciones hasta el fallo, otorgando 100% de confiabilidad y transparencia, aunado a la participación de personal de Auditoría Interna, Dirección Jurídica y Testigo Social desde el inicio. Asimismo, durante 2019 se ejecutaron en este Sistema más de 170 subastas descendentes para la selección de proveeduría obteniendo mejores condiciones para Pemex.

- Durante el ejercicio 2019, se designaron por el Grupo de Designación de Testigos Sociales a trece testigos sociales, participando once en procedimientos de Pemex Exploración y Producción y dos en Pemex Corporativo, con fundamento en lo que establece el artículo 76, inciso III, párrafo segundo de la Ley de Petróleos Mexicanos y la disposición 44 de las Disposiciones Generales de Contratación.

Se creó el microsítio de Ética e Integridad Empresarial para que los proveedores incorporen los siguientes manifiestos:

- Manifestación de no haber desempeñado un empleo, cargo o comisión en Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales.
- Manifestación de vínculos de los particulares. Al cierre de 2019 se cuenta con información de 2,141 proveedores (36%) de un total de 5,900 proveedores registrados. Respecto a la Estrategia Regional de Proveedores, en el caso de Campeche, Tabasco y Veracruz, para el periodo enero-noviembre de 2019 las contrataciones a MIPYMES locales suman más de 3,367 millones de pesos, lo que representa un incremento de más del doble con relación al mismo periodo del año anterior.

Tecnologías de la Información (TI)

El área de tecnologías de la información contribuyó al mejor desempeño de Pemex y sus EPS durante 2019, en diversos ámbitos: infraestructura tecnológica, soluciones y servicios asociados.

- Se ejecutó la propuesta de solución para proporcionar servicios de redes y telecomunicaciones para la residencia de obras de la Refinería de Dos Bocas.
- Se inició la ejecución de los programas de trabajo con Pemex Logística, Pemex Transformación Industrial, Pemex Exploración y Producción y Pemex Fertilizantes para el desarrollo e implementación del sistema de controles volumétricos en cumplimiento a la regulación emitida por el SAT.
- Ampliación de la funcionalidad de las soluciones relacionadas con los procesos

de comercialización y logística en Pemex Transformación Industrial en cumplimiento a las regulaciones por parte de la CRE.

- Habilitación de los *Enterprise Resource Planning* (ERP) de SAP para atender la fusión de la EPS de Perforación y Servicios en Pemex Exploración y Producción y de Etileno en Transformación Industrial.
- Se habilitaron los aplicativos de Centro de Contacto y la aplicación (APP) código QR con el fin de apoyar la estrategia para el reposicionamiento de la marca Pemex en estaciones de servicio, presentada en el Plan de Negocios.
- Implementación de una solución geoespacial para el monitoreo satelital de más de 5,400 vehículos autos tanque utilizados para el traslado de productos refinados a nivel nacional.

En noviembre de 2019, la empresa recibió intentos de ataques cibernéticos que fueron neutralizados oportunamente, afectando el funcionamiento a menos de 5% de los equipos personales de cómputo; los sistemas de operación y producción no estaban comprometidos, además de que se encontraban blindados. En este contexto se tomaron las siguientes acciones:

- Se incrementó la seguridad en los sistemas de información con la incorporación del control de acceso a los servidores que conforman la infraestructura de los sistemas críticos de Petróleos Mexicanos.

- Se habilitó el Centro de Operación Alterno para el personal crítico en caso de contingencias.

Combate al robo de hidrocarburos

A partir de las medidas implementadas a finales de 2018, durante 2019 se abatió substancialmente el robo de hidrocarburos, principalmente en los sistemas de transporte por ducto. Se logró garantizar el transporte de combustibles a las regiones más demandantes del país a través de transporte por auto tanque.

El promedio de pérdida de producto transportado por ducto en el año 2018 fue 56 mil barriles por día, siendo noviembre el mes más crítico. A partir del 21 de diciembre de 2018 se vio reflejada la tendencia a la baja de pérdida de producto transportado por ducto, llegando en noviembre de 2019 a una pérdida de 5.3 mil barriles de producto por día.

Petróleos Mexicanos en cooperación con la SEDENA, SEMAR y Policía Federal, ha logrado la disminución de la desviación volumétrica en los 55 ductos de Pemex Logística, mediante acciones disuasivas, que impactó de manera positiva en la reducción de pérdida volumétrica.

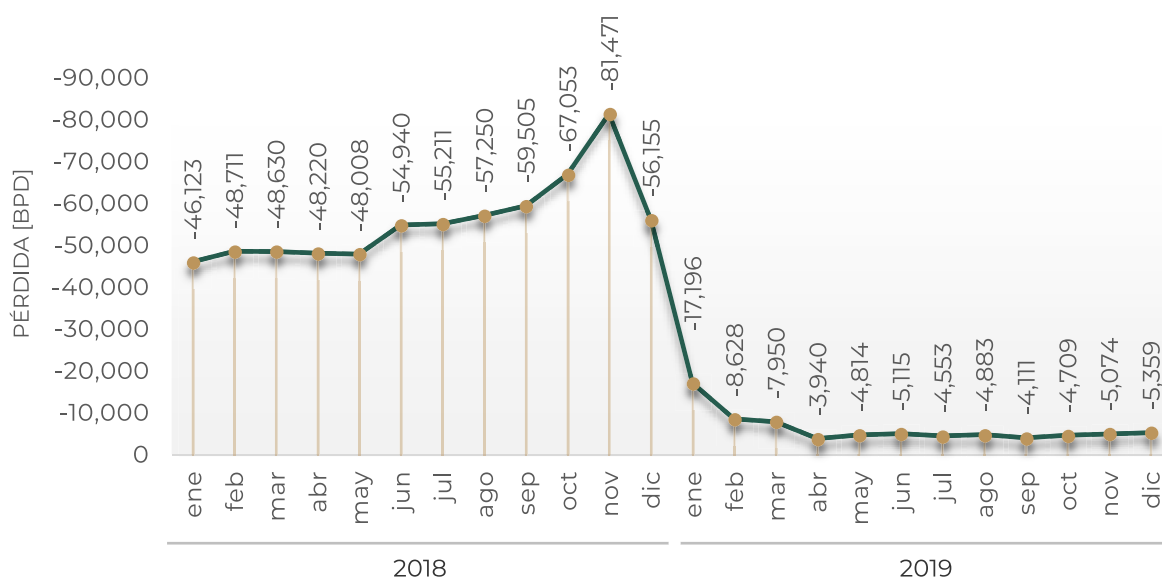
De diciembre de 2018 y hasta diciembre de 2019 se tiene un total de 41,652 movimientos de autos tanque custodiados por la Policía Federal, en los que se transportó un volumen de 2,450.3 millones de litros (15.4 millones de barriles).

Entidades federativas con mayor número de tomas clandestinas

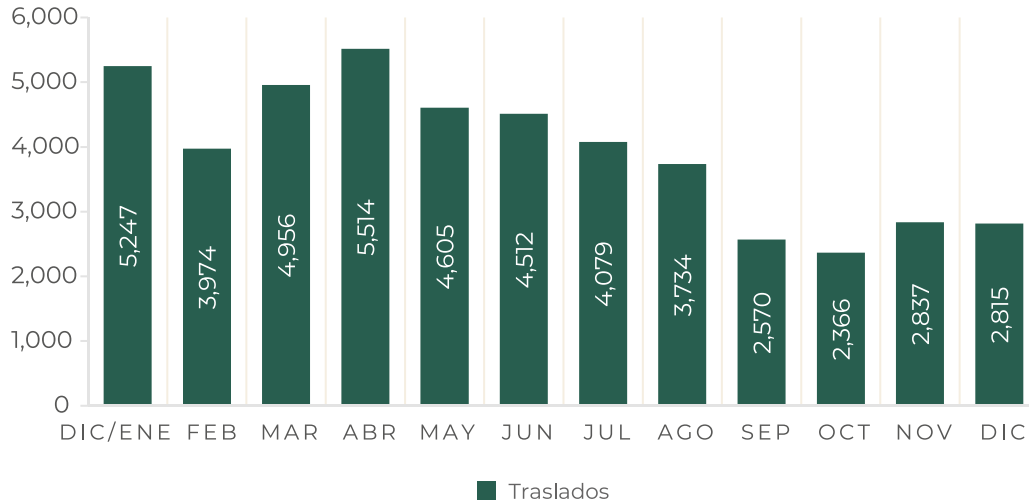
Resultados	Tomas clandestinas		Personas detenidas		Vehículos asegurados		Armas aseguradas		Producto asegurado (miles de litros)		
	Estado	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Hidalgo		2,111	4,029	275	23	1,901	343	15	6	2,866.8	532.4
Puebla		2,072	1,846	88	110	1,015	446	24	32	2,326.5	1,335.5
México		1,507	1,778	81	50	683	357	0	1	2,203.5	1,141.9
Guanajuato		1,915	1,188	61	21	576	153	25	5	1,883.3	440.9
Tamaulipas		1,301	1,150	28	58	358	75	8	20	4,399.7	535.9
Veracruz		1,538	952	67	61	510	106	2	0	1,255.9	742.1
Tabasco		1,301	536	85	138	189	304	3	12	1,322.6	1,361.8
Michoacán		205	284	7	0	68	21	5	1	197.4	18.3
Querétaro		323	257	37	7	167	56	2	0	531.8	271.4
Jalisco		1,549	202	79	23	464	64	9	2	4,414.1	125.8

Tendencia de desviación volumétrica 2019 vs 2018

(Pérdida promedio diaria)



Movimientos realizados en el periodo dic. 2018 a dic. 2019 (Número de traslados)



2.3 Infraestructura

Pemex continúa siendo la empresa del sector energético en México que cuenta con más infraestructura distribuida en todo el país, para realizar las actividades asociadas a las cadenas de valor de petróleo crudo y gas natural. La operación y mantenimiento de esta infraestructura está a cargo de personal altamente especializado con amplia capacidad técnica y una sólida experiencia.

Infraestructura petrolera 2019	
Campos en producción	325
Pozos productores promedio en operación	7,400
Plataformas marinas (PEP)	275
Equipos de perforación y reparación de pozos	82
Unidades de servicio a pozos	118
Refinerías	6
Complejos procesadores de gas ¹	9
Complejos petroquímicos ²	6

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

Infraestructura petrolera 2019	
Terminales de distribución de gas licuado ³	10
Terminales de almacenamiento y despacho (TAD) productos petrolíferos ⁴	77
Terminales marítimas	5
Residencias de operaciones y servicios portuarios	10
Buques tanque	18
Autos tanque	1,419
Carros tanque	1,812
Ductos en Pemex Logística (Km)	15,909

3 Conectadas a ducto.

4 76 TAD son de Pemex Logística y una administrada por Pemex Transformación Industrial.



2.4 Mercado

Petróleos Mexicanos participa activamente en el mercado internacional de hidrocarburos y a nivel nacional se mantiene a la vanguardia para proporcionar hidrocarburos, principalmente. Participa también en los mercados de polietilenos, fertilizantes y petroquímicos diversos.

La intervención de Pemex en el ámbito internacional continúa siendo primordialmente como exportador de crudo, así como en la importación de petrolíferos, para compensar el decremento en la producción de éstos en el Sistema Nacional de Refinación.

Durante 2019, las cotizaciones de los principales crudos marcadores del mundo, Brent y WTI y, por ende, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME), registraron una disminución en sus cotizaciones promedio, comparadas con 2018.

Para el caso del crudo Brent, el promedio del precio para 2019 fue de 64.24 dólares por barril (US\$/b), inferior en 6.98 US\$/b (-10%), respecto al promedio del año anterior. El crudo estadounidense WTI, en 2019 su precio promedió 57.00 US\$/b, menor en 8.11 US\$/b (-12%), comparativamente al promedio de 2018. La MME observó un promedio anual de 55.63 US\$/b, menor en 5.78 US\$/b (-9%) al promedio de 2018.

De enero a febrero se presentó una tendencia a la baja en los precios por el incremento en la oferta por una mayor producción, a partir de marzo y en abril las cotizaciones estuvieron impulsadas por el acuerdo de la OPEP y países aliados de una reducción en producción.

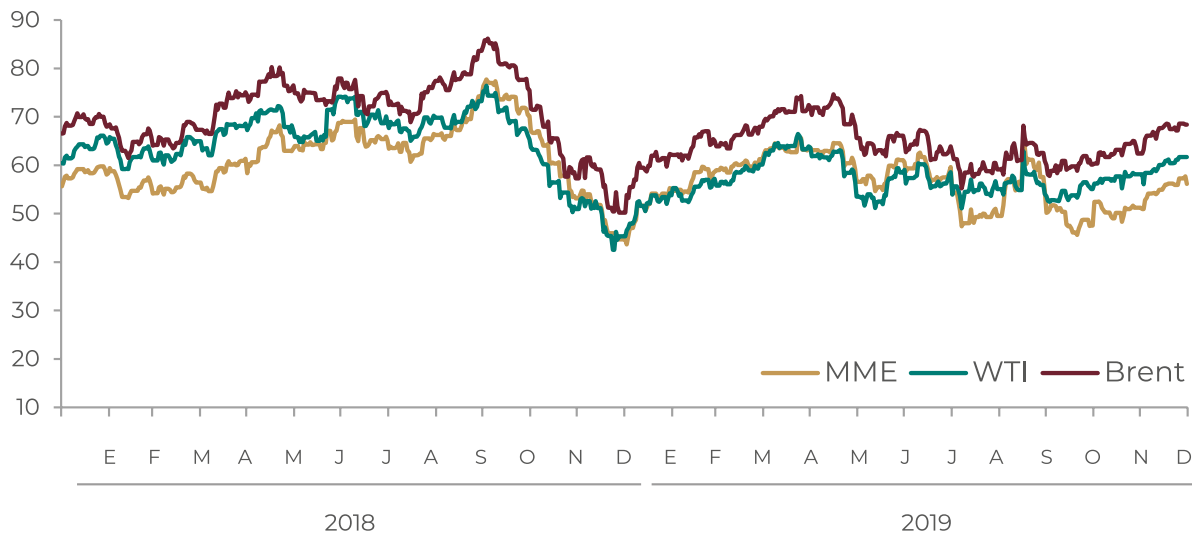
Esta tendencia se revirtió en la segunda quincena de mayo, debido a la imposición de aranceles por parte de EUA a China y Venezuela, y por posibles aranceles a las exportaciones de México, lo cual tuvo un impacto negativo sobre las expectativas de crecimiento económico mundial. En junio, Estados Unidos informó que podría posponer la entrada en vigor de aranceles a bienes mexicanos.

En agosto el presidente Trump anunció nuevos aranceles adicionales a las importaciones chinas a partir de septiembre, lo cual genera expectativas de menor demanda de crudo y presiona nuevamente a la baja los precios. En septiembre se tuvieron ataques a las instalaciones en Arabia Saudita, los precios del crudo alcanzaron niveles máximos, pero volvieron a niveles previos debido a la capacidad de Arabia Saudita de recuperar el nivel de producción.

Durante el último trimestre de 2019, los precios respondieron a las expectativas de crecimiento económico derivadas de mejoría en las relaciones comerciales entre EUA y China y a la posición de la OPEP de un mayor recorte que se reflejan en una tendencia al alza en los precios del crudo en los dos últimos meses del año y del recorte en las tasas de interés por parte de la Reserva Federal de EUA.

Precios de petróleo crudo Brent, WTI y MME

(Dólares por barril)



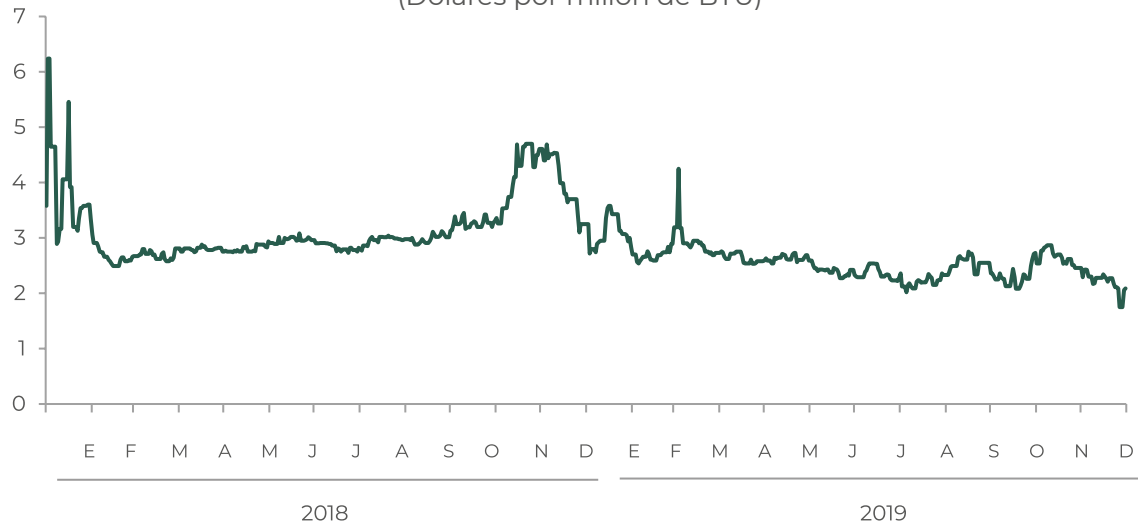
En abril de 2019, la MME presentó el promedio mensual máximo de 61.86 y el menor en agosto de 49.51 US\$/b. El precio de la MME se vio afectado durante los últimos meses del año por el anuncio de la entrada en vigor, en enero de 2020, de la nueva norma para navegación marítima que limita las emisiones de azufre causadas por combustibles marinos.

El precio del gas natural en Henry Hub en 2019 tuvo un promedio de 2.56 dólares por millón de *British Thermal Unit* (US\$/MMBtu), inferior en 0.59 US\$/MMBtu (-18.8 %) al promedio de 2018. El principal factor para esta disminución se derivó de la creciente producción de gas de lutitas en EUA.

Además, durante 2019 se presentaron diversas condiciones climáticas que motivaron cambios en el precio de este energético a nivel regional. El comportamiento de enero a marzo presentó un aumento en la demanda por temperaturas más frías de lo normal que implicaron una mayor demanda de calefacción. Durante los siguientes meses, el aumento en temperatura y climas más templados, así como el aumento en la producción de gas en EUA se reflejaron en menores precios en el gas comercializado en Henry Hub. Hacia finales del año, debido al comportamiento estacional de mayor frío, los precios presentaron incrementos.

Precio del gas natural en Henry Hub

(Dólares por millón de BTU)



2.5 Estrategia y perspectivas

Marco estratégico

En línea con la política del Gobierno de México en materia energética y de desarrollo económico y social, establecida en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, la actual administración replanteó la Misión y Visión de Petróleos Mexicanos:

MISIÓN

Contribuir a la seguridad energética mediante la producción, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos y sus derivados con criterios de rentabilidad y sostenibilidad, en beneficio del desarrollo nacional.

VISIÓN

Consolidarse como la empresa nacional más importante del sector hidrocarburos ofreciendo productos y servicios de calidad, de manera oportuna, eficiente y rentable en un marco de ética y sostenibilidad.

A partir de esta dirección estratégica y con el análisis de los principales elementos del entorno y el diagnóstico de su situación actual, se definió el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, mismo que fue aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (CAPEMEX) en julio de 2019. En este documento se plasma la estrategia institucional enfocada en recuperar la solvencia financiera y la capacidad productiva de Pemex en toda su cadena de valor, para convertirse en una palanca nacional de desarrollo económico y social.

Con una posición abierta y transparente a la inversión privada, y bajo consideraciones de eficiencia en su desempeño y un manejo transparente y cuidadoso de sus recursos, Pemex presentó en su Plan de Negocios la ruta hacia su plena recuperación para consolidarse como la empresa más importante de México y muestra un sano balance que busca asegurar su viabilidad de largo plazo y los intereses nacionales de soberanía energética y de desarrollo económico.

El Plan de Negocios de Pemex comprende 11 Objetivos Estratégicos y 35 Estrategias, que atienden las principales problemáticas y oportunidades en las actividades sustantivas a lo largo de su cadena de valor.

En exploración y producción se busca principalmente incrementar la incorporación de reservas y la producción de crudo, aprovechando la experiencia técnica en yacimientos en aguas someras y campos terrestres; acelerar el desarrollo de campos e implementar tecnologías de recuperación secundaria y mejorada.

En transformación industrial, el enfoque es incrementar la capacidad de refinación y rehabilitar el Sistema Nacional de Refinación para fortalecer la competitividad y rentabilidad de la cadena para contribuir prioritariamente en el abasto de la demanda nacional de petrolíferos. Adicionalmente, se vislumbra reforzar la cadena petroquímica del etano y la producción de aromáticos.

Asimismo, apoyando las prioridades y programas nacionales del Estado Mexicano, el Plan de Negocios incluye estrategias para recuperar la capacidad productiva de fertilizantes y contempla la colaboración activa en los esfuerzos para combatir el mercado ilícito de combustibles.

En materia financiera, y considerando que los dos problemas estructurales más grandes y de mayor impacto para Pemex son el elevado régimen fiscal y la alta dependencia a los recursos provenientes de la contratación de deuda, el Plan de Negocios establece criterios de austeridad y la visión de no acudir a nuevos endeudamientos, y, por el contrario, ir reduciendo gradualmente la deuda actual.

Pemex se propone fortalecer su capacidad financiera para enfocarla en proyectos sustantivos de su cadena de valor a través de una estructura de financiamiento, donde la firme convicción del Gobierno de México en apoyar esta transformación se refleja en los beneficios fiscales proyectados y en una mayor disponibilidad de recursos financieros para inversión y operación.

3

EXPLORACIÓN Y **PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**



Durante 2019 se llevó a cabo la fusión de Pemex Perforación y Servicios, para incorporarla en Pemex Exploración y Producción, en un paso hacia la integración de la cadena de valor y avanzar en la consolidación de las medidas de austeridad.

Con base en el Plan de Negocios de Pemex, considerando las condiciones del mercado, PEP replanteó su estrategia para orientar esfuerzos a Contratos de Servicios denominados CSIEE y así alcanzar las metas de exploración y producción vía contratos, manteniendo las alianzas realizadas en años anteriores. Esto permite diver-

sificar riesgos y apoyar los programas de inversión, manteniendo las asignaciones; 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.

En el transcurso del año, se emprendieron acciones de análisis técnicos y financieros para la celebración de contratos de servicios (CSIEE), aun cuando no se logró asignar alguno de ellos.

3.1 Exploración, desarrollo y reservas

En 2019 se desarrollaron actividades exploratorias para incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos. Estas actividades se enfocaron a la búsqueda de aceite en aguas someras y áreas terrestres de las Cuencas del Sureste, Cuenca de Tampico-Misantla y en aguas profundas en el proyecto Área Perdido.

En cuanto a la perforación de pozos, se concluyeron 23 pozos exploratorios, resultando 15 productores y 8 improductivos. Se terminaron 202 pozos de desarrollo con una producción diaria asociada de 86 mil barriles de crudo y 112 millones de pies cúbicos de gas. De estos pozos, 159 fueron terrestres y 43 marinos, resultando 166 productores de

aceite y gas, 13 de gas y condensado, cuatro de gas húmedo, tres de gas seco, cuatro inyectores y 12 improductivos, para un éxito de desarrollo de 93.9%.

Con el propósito de evitar la caída de la producción base se efectuaron dos mil 636 reparaciones menores y 672 estimulaciones; además se realizaron 373 reparaciones mayores para incrementar la producción, haciendo un total de 3 mil 681 intervenciones a pozos, cumpliendo con el 93.5% del programa, con una producción promedio diaria asociada de 136 mil barriles de crudo y 284 millones de pies cúbicos de gas.

En aguas profundas, en el proyecto Área Perdido, en la provincia geológica Cinturón Plegado se concluyó exitosamente el pozo Nobilis-1DL, el cual proporcionó información para dar certidumbre a un futuro polo de desarrollo de aceite ligero en esta provincia.

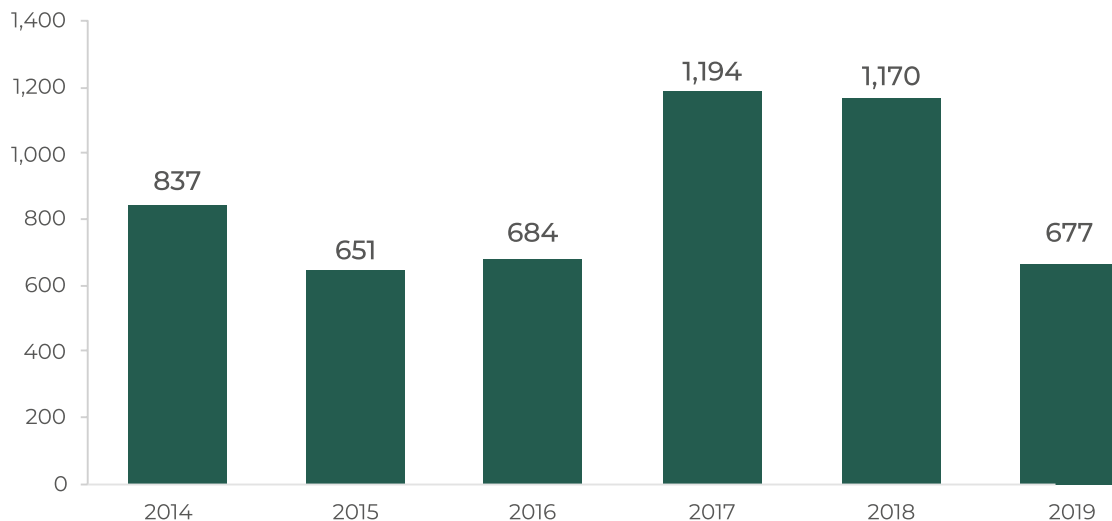
En las Cuencas del Sureste en su porción marina, se reportaron nuevos descubrimientos con los pozos Itta-1, Koban-1, Tema-1 y Tlamatini-1. En estos cuatro descubrimientos se estiman, en conjunto, reservas 3P de 137.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).

En la porción terrestre se incorporaron dos campos, como resultado de la perforación de los pozos Quesqui-1 y Vinik-1, con un volumen estimado de reservas 3P de 539.3 MMbpce.

Estos descubrimientos en conjunto contabilizan una reserva 3P del orden de 677 MMbpce, lo que permitirá fortalecer la plataforma de producción en el mediano y largo plazo.

La producción para el mismo periodo ascendió aproximadamente a 855 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 79%.

Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Estos resultados fueron 47.9% menores con respecto a la meta establecida en el Plan de Negocios de 1,300 MMbpce.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2019	Var. (%) 2019 observado vs meta
	2018	2019		
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce)	1,170	677	≥1,300	-47.9 

1 Información en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Es de destacar que en cuanto a la variación de las reservas totales 3P de Petróleos Mexicanos, se tuvo una incorporación de 944 MMbpce, que en proporción a la producción antes mencionada del año 2019 (855 MMbpce) representa una Tasa de Restitución de Reservas Integral 3P, de 110%. Cabe señalar que a este valor total de variación 3P, contribuyó de una manera importante la incorporación que se tuvo por proyectos de recuperación secundaria, que representó del orden 496 MMbpce.

Por otro lado, también es importante resaltar, que derivado de la actividad exploratoria que se desarrolló durante el año 2019 y que, por encontrarse en etapas finales de su actividad, así como en gestiones para su reconocimiento como campo nuevo, y que en su caso representarán reservas

a incorporar a enero/2021, se tiene en evaluación un estimado del orden de 650 MMbpce

Las actividades realizadas en 2019 en materia exploratoria permitieron incorporar aproximadamente 115.9 MMbpce de reservas probadas. Al 1 de enero de 2020, del total de las reservas 1P de la Nación, las asignadas a Petróleos Mexicanos ascendieron a 5,961 millones de barriles de petróleo crudo, condensados y líquidos de plantas y 6,352 mil millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas seco. La relación reserva-producción para reservas probadas fue de 8.4 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.

Reservas probadas de Petróleos Mexicanos, al 1 de enero de 2020

	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	7,181.9	5,576.4	29.2	355.0	1,221.3	8,630.4	6,351.7
Aguas profundas	60.2	0.0	1.3	0.0	58.8	342.4	306.1
Aguas someras	4,768.7	4,193.5	16.3	200.0	358.8	3,095.6	1,866.3
Campos terrestres	2,353.0	1,382.9	11.6	155.0	803.6	5,192.3	4,179.3

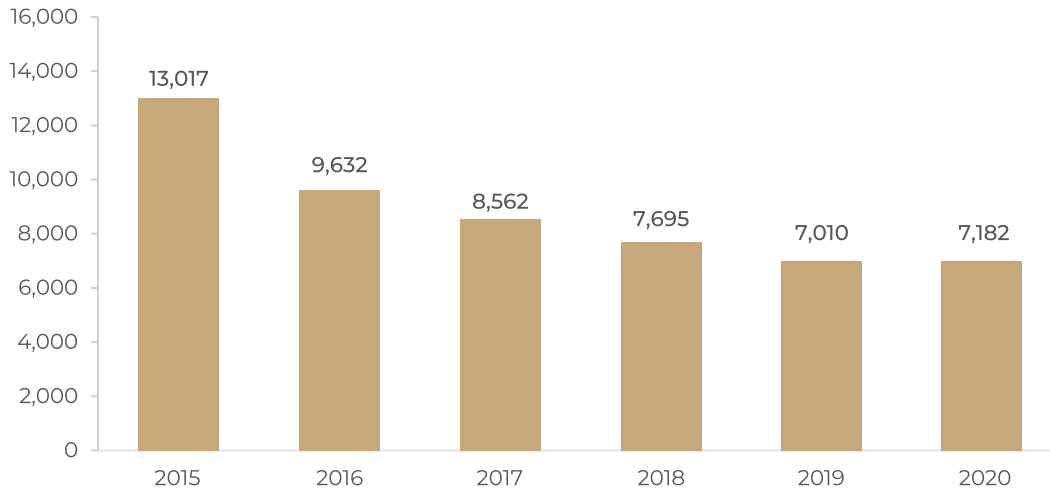
La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

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.

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.

Durante 2019, las reservas probadas 1P fueron modificadas principalmente por la extracción de la producción, la cual alcanzó 855 MMbpce. Este volumen fue compensado por reservas probadas generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones, que en su conjunto ascendieron a 1,026 MMbpce. Con ello, se obtuvo una tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P de 120%, valor que representa un resultado favorable en comparación a lo obtenido en el año 2018.

El valor positivo de 1,026 MMbpce resulta de la incorporación de reservas probadas por los campos nuevos de 105 MMbpce, debido a la actividad exploratoria y al incremento de 922 MMbpce por concepto de desarrollos, revisiones al comportamiento y delimitación; dicho incremento en las reservas probadas se ubicó principalmente en los campos Ayatsil, Balam, Xux, Yaxché, Xanab. Por otro lado, se tuvieron decrementos principalmente en los campos Jujo-Tecominoacán, Xikin y Uchbal.

3.2 Producción de crudo y gas natural


En 2019 la producción de crudo fue de 1,700.7 miles de barriles diarios (Mbd), volumen menor en 7.2% respecto a 2018, principalmente por la declinación natural y el incremento del flujo fraccional de agua en campos maduros, así como el cierre de producción por altos inventarios de crudo y por malas condiciones climatológicas. Un factor adicional fue el atraso en los inicios de perforación de pozos en la estrategia de campos nuevos.

La producción de gas natural fue de 4,894.2 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), de los cuales 3,768.1 MMpcd correspondieron a gas hidrocarburo y bióxido de carbono y el resto (1,126.1 MMpcd) fue nitrógeno, este resultado se derivó de un mejor comportamiento en los campos marinos de gas asociado, con lo cual se compensó la disminución en los Activos Burgos y Veracruz de gas no asociado que se encuentran en etapa de declinación.

Producción de hidrocarburos			
Concepto	2018	2019	Variación (%)
Crudo (Mbd) ¹	1,833.3	1,700.7	-7.2
Gas natural (MMpcd) ²	4,846.9	4,894.2	1.0
Gas hidrocarburo (MMpcd) ³	3,886.1	3,768.1	-3.0
Asociado	2,844.0	2,776.5	-2.4
No asociado	1,042.1	991.6	-4.8

- 1 Incluye producción de socios y condensados.
- 2 Incluye producción de socios, nitrógeno y CO₂.
- 3 No incluye nitrógeno.

Respecto al Plan de Negocios, el volumen alcanzado fue 1,684 Mbd (no incluye la producción de socios), 1.4% menor a la meta establecida de 1,707 Mbd.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2019	Var. (%) 2019 observado vs meta
	2018	2019		
Producción de crudo (Mbd) ¹	1,823	1,684	1,707	-1.4 

- 1 Producción de líquidos, incluye crudo y condensados producidos en campos, no incluye la producción de socios.

Al cierre de 2019, el costo total de hidrocarburos alcanzó 25.73 US\$/bpce, el cual incluye el costo de producción (gasto de operación y derechos de extracción y actividad, dividido entre el número de barriles producidos, que asciende a 14.06 US\$/bpce), así como la inversión en desarrollo, infraestructura de transporte y actividades de descubrimiento. En contraste, durante 2018, el costo total de hidrocarburos fue de 23.03 US\$/bpce. Las principales causas del incremento fueron el aumento de 6% en los gastos, en la perforación y terminación de pozos de desarrollo y construcción de ductos; aunado a la disminución del 5% de la producción.

Entre los principales proyectos de producción están:

- Ku-Maloob-Zaap aportó 842.7 Mbd de crudo y 487.4 MMpcd de gas hidrocarburo, que corresponden al 50% y 12.9%, respectivamente, de la producción nacional. En este Activo se terminaron 16 pozos, se llevaron a cabo ocho reparaciones mayores, 168 reparaciones menores y 94 estimulaciones.
- El Activo Litoral de Tabasco produjo 198.8 Mbd de crudo y 713 MMpcd de gas, lo que representa el 11.8% de la producción nacional de crudo y el 19.3% de la producción de gas hidrocarburo. Se llevó a cabo la terminación de ocho pozos, 29 reparaciones menores y tres estimulaciones.
- El Activo Abkatún-Pol-Chuc contribuyó con 184 Mbd de crudo y 300.5 MMpcd de gas, 10.9% y 8.1% de la producción nacional, respectivamente. Se terminaron cinco pozos, se realizaron cuatro reparaciones mayores, 19 reparaciones menores y seis estimulaciones.
- Cantarell incorporó 159.3 Mbd de crudo y 600.2 MMpcd de gas hidrocarburo, con una contribución en la producción nacional de 9.5% y 16.3%, respectivamente. Este campo se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada. Se terminaron 14 pozos, se realizaron cuatro reparaciones mayores, 115 reparaciones menores y 42 estimulaciones a pozos.
- El Activo Reynosa es el mayor productor nacional de gas no asociado, ya que contribuyó con el 15.4% de la producción total, equivalente a 567.6 MMpcd. En el periodo se terminaron 16 pozos, se realizaron 96 reparaciones mayores y 921 reparaciones menores.

3.3 Contratos y asociaciones

Actualmente, se cuenta con 35 contratos (21 Contratos de Exploración y Producción CEE, 11 Contratos Integrales de Exploración y Producción CIEP, dos Contratos de Obra Pública Financiada COPF y un Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Producción CSIEE), los cuales en conjunto abarcan una superficie de 32,067 km² que, en resumen mantuvieron las siguientes operaciones durante 2019:

	Líquidos ² (Mbd)	Gas ² (MMpcd)	Asigna- ción	Cam- pos	Pozos Oper.	Batería /ECO ¹	Ductos Km	Reserva MMbpce (2P)	Reserva MMbpce (3P)
CEE (21)	29.4	147.0	8	41	501	45 / 2	1,035	539	1,196
Exploración (15) ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	485
Explotación (6)	29.4	147.0	8	41	501	45 / 2	1,035	539	711
CIEP (11)	16.2	49.2	11	41	741	33 / 34	1,625	745	1,705
COPF (2)	3.0	121.8	2	5	217	7 / 0	304	43	47
CSIEE (1)	4.9	7.5	2	2	68	2 / 2	-	22	22

1 Estación de compresión.

2 Por contrato. Incluye sólo el porcentaje de PEP.

Considerando el escenario y plan aplicado durante 2019, los contratos y asociaciones mostraron el siguiente desempeño:

Total producción PEP 2019	Total Pemex sin contratos y asociaciones	Asignaciones ¹	CIEP y COPF	CEE (% PEP) ²
Líquidos: 1,710.2 Mbd	1,683.7	1,647.0	4.9	12.6
Gas: 4,949.6 MMpcd	4,816.2	4,568.1	7.5	69.6

Fuente: SIIP

1 Incluye la producción del CEE sin Socio Ek-Balam.

2 Corresponde al porcentaje de la participación de PEP en la producción de los CEE con Socio.

Producción externa 1.6% de la producción nacional en Líquidos 2.7% de la producción nacional de Gas	Rondas 1.2, 1.3, 2.2 y 2.3	CEE (% Socios y Estado)
Líquidos 26.5 Mbd	9.7 Mbd	16.8 Mbd
Gas 133.3 MMpcd	56.0 MMpcd	77.3 MMpcd

4

REFINACIÓN, PROCESO DE GAS **Y PETROQUÍMICA**



El nuevo gobierno de México adquirió el compromiso de emprender proyectos que condujeran al país a su soberanía y seguridad energética. En este contexto, se anunciaron la construcción de una nueva refinería ubicada en Dos Bocas, Tabasco y los trabajos de mantenimiento profundo en las seis refinerías que conforman el actual Sistema Nacional de Refinación.

Lo anterior tiene el propósito de alcanzar niveles cada vez mayores de procesamiento de crudo en el país de manera sostenible, al reforzar los niveles de confiabilidad de la infraestructura, abatir

los paros no programados por incidentes operativos y aprovechar en mayor grado los residuales.

En el mismo sentido, se fusionó la EPS Pemex Etileno en Pemex Transformación Industrial, en línea con las políticas de austeridad e integración de la cadena de valor.

El abasto de gas natural para el sector industrial continúa como problemática a resolver para satisfacer los requerimientos del sector industrial y de producción de fertilizantes.

4.1 Transformación industrial

En los primeros tres trimestres de 2019 se registró una recuperación del proceso de crudo, 151.7 Mbd adicionales respecto al cuarto trimestre de 2018, esto como resultado de los trabajos de mantenimiento en las refinerías utilizando recursos de operación, lo que permitió mejorar el nivel de proceso y de producción. Entre las principales acciones destacaron:

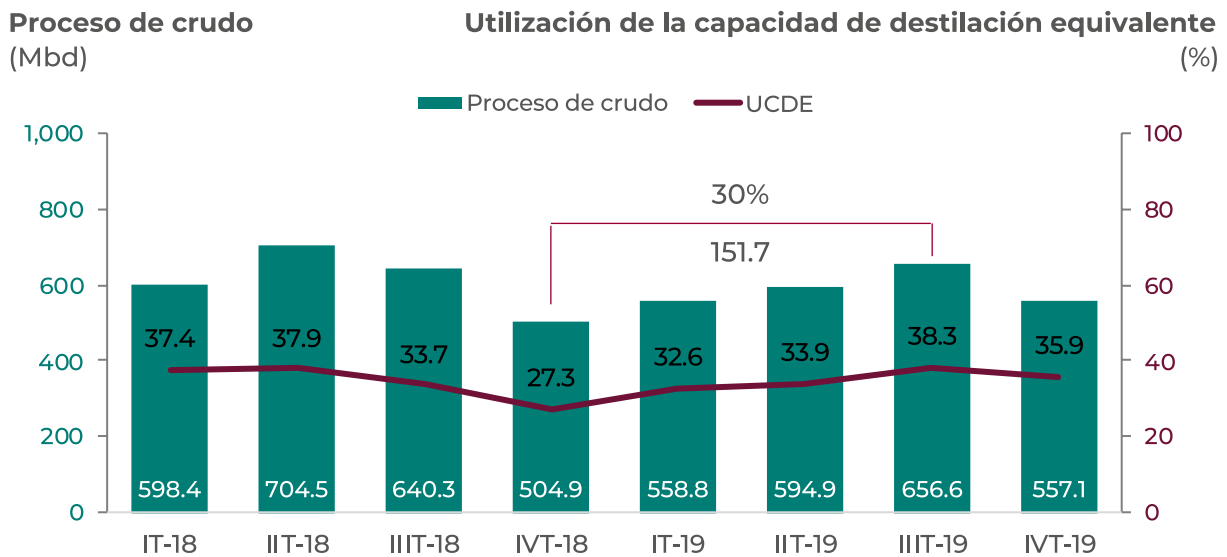
- Refinería de Minatitlán, estabilizó el nivel de proceso, con el reinicio de operaciones de la planta combinada maya.

- Refinería de Madero, inició en junio el arranque de sus plantas de proceso, incluyendo la planta combinada maya.

- Refinería de Cadereyta, operó de manera estable durante los nueve meses de 2019, con un nivel promedio de 107.9 Mbd.

- Refinería de Salamanca, operó de forma estable hasta mediados de agosto con el reinicio de operaciones de las plantas primarias número 2 y 3.

En el último trimestre de 2019, el proceso de crudo fue 557.1 Mbd. La reducción respecto al tercer trimestre se explica porque a partir de septiembre se está trabajando en el programa de rehabilitaciones en las refinerías que involucra las plantas de destilación primaria, combinada, reductora de viscosidad, coquer, desintegración catalítica, desasfaltadora, reformadoras, Metil Terbutil Éter (MTBE), alquilación, isomerizadora, hidrodesulfuradoras y azufre, principalmente, para atender los riesgos críticos de las instalaciones y en mejorar la eficiencia y estabilizar el proceso de crudo.



Conforme a los factores antes mencionados, durante 2019 el proceso de crudo se ubicó en 592 Mbd, cifra ligeramente inferior en 19.8 Mbd con respecto a 2018.

Proceso de crudo (Miles de barriles diarios)			
Concepto	2018	2019	Variación %
Crudo	611.9	592.0	-3.3
Pesado	216.1	292.1	35.2
Superligero, ligero y otros	395.8	299.9	-24.2

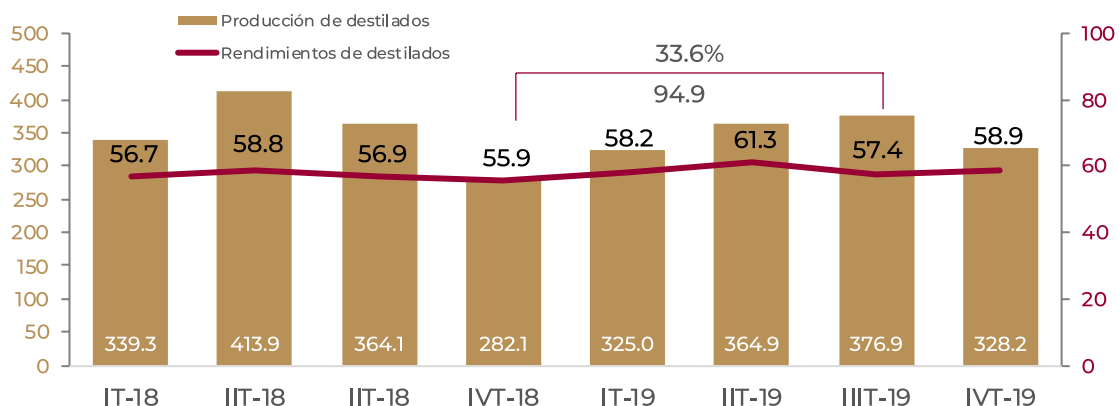
En 2019, el proceso de crudo presentó una variación 7.9% menor respecto a la meta definida en el Plan de Negocios de 643 Mbd, principalmente por el programa de rehabilitaciones.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2019	Var. (%) 2019 observado vs meta
	2018	2019		
Proceso de crudo (Mbd)	612	592	643	-7.9 ↓

Durante los primeros nueve meses de 2019 destaca la recuperación gradual en la producción de petrolíferos en 94.9 Mbd con respecto al cuarto trimestre de 2018, como resultado de que el nivel de proceso de crudo mantuvo su tendencia creciente debido al mejor desempeño operativo del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

Producción de destilados¹ (Mbd)

Rendimiento de destilados (%)



1 Considera gasolinas del crudo, turbosina y diésel.

Cabe destacar que, en el cuarto trimestre de 2019, el rendimiento de destilados se incrementó en 1.5% con respecto al tercer trimestre del mismo año, no obstante que se registró un menor proceso de crudo en el último trimestre de 2019.

La producción promedio durante 2019 de productos petrolíferos en el SNR fue 625.6 Mbd: 203.5 Mbd de gasolinas, 130.3 Mbd de diésel, 29 Mbd de turbosina y 255.6 Mbd de otros petrolíferos.

Producción petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación (miles de barriles diarios)			
Concepto	2018	2019	Variación %
Petrolíferos ¹	628.5	625.6	-0.5
Gas licuado	10.1	7.2	-28.7
Gasolinas ²	207.1	203.5	-1.7
Diésel	116.8	130.3	11.6
Turbosina	34.7	29.0	-16.4
Combustóleo	185.1	149.8	-19.1
Otros petrolíferos ³	74.7	105.8	41.6

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.

Proceso de gas

A partir de 2019 se ha estabilizado el recibo de gas húmedo amargo de Pemex Exploración y Producción (PEP). Las expectativas de mayor oferta de gas húmedo por parte de PEP permitirán mejorar el indicador de utilización de la capacidad criogénica de los complejos procesadores de gas.

El proceso de gas húmedo alcanzó 2,826.3 MMpcd, siendo 2,395.6 MMpcd de gas húmedo amargo y 430.7 MMpcd de gas húmedo dulce. Respecto a 2018, se observa una reducción de 125.6 MMpcd en el nivel proceso de gas húmedo.

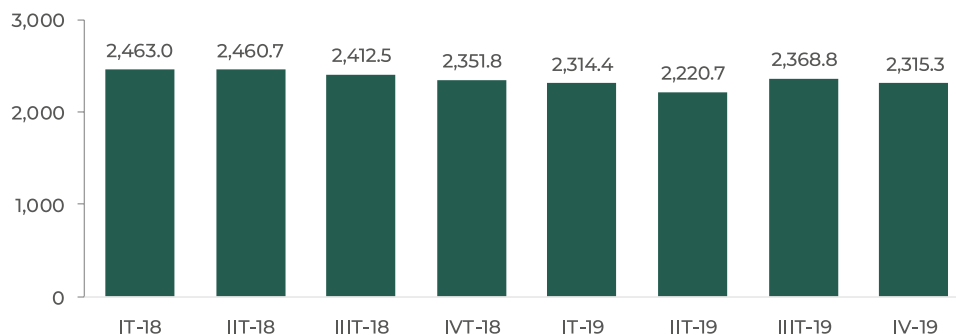
Proceso de gas húmedo (millones de pies cúbicos diarios)			
Concepto	2018	2019	Variación %
Gas húmedo total	2,951.9	2,826.3	-4.3
Gas húmedo amargo	2,492.5	2,395.6	-3.9
Gas húmedo dulce	459.5	430.7	-6.3
Condensados ¹ (Mbd)	27.4	22.4	-18.2

¹ Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

Por su parte, el proceso de condensados en los complejos procesadores de gas promedió 22.4 Mbd, volumen inferior en 5 Mbd al registrado en el año precedente, debido principalmente a una menor entrega de condensados amargos de las regiones marina y sur de PEP.

Como resultado de la estabilización en el recibo de gas húmedo y excelencia operativa, en el tercer trimestre de 2019 se registró la producción de gas seco más alta al ubicarse en 2,368.8 MMpcd, que representa el mejor desempeño obtenido en este año. La producción promedio de gas seco en 2019 fue 2,305 MMpcd.

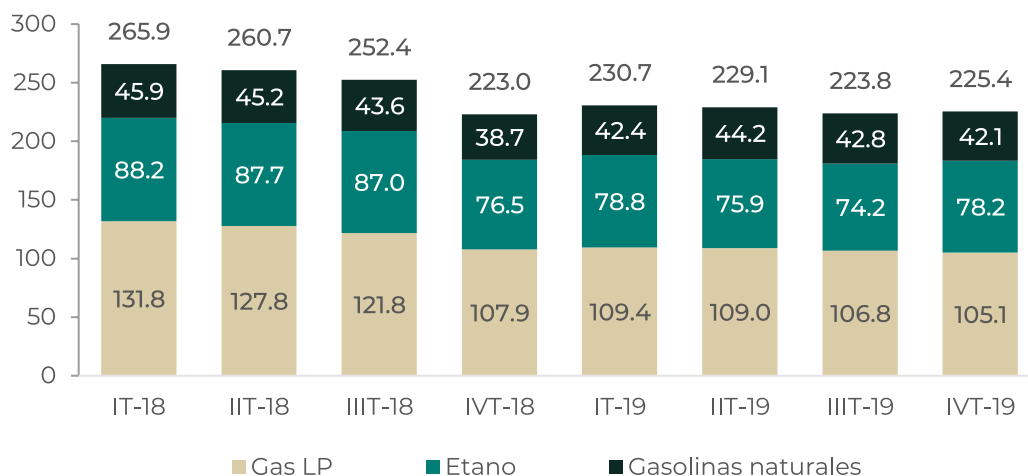
Producción de gas seco (MMpcd)



De igual manera, a partir del cuarto trimestre de 2018 se observa un comportamiento estable en la producción de líquidos del gas natural. Al cierre del cuarto trimestre de 2019, la producción de gasolinas naturales fue de 42.1 Mbd, con un incremento de 3.4 Mbd con respecto al cuarto trimestre de 2018.

Producción de líquidos del gas natural¹

(Mbd)



Durante 2019, la producción total de azufre se ubicó en 376.7 miles de toneladas (Mt), inferior en 14.9% (66.1 Mt) con respecto a 2018; en este comportamiento influyó la menor producción en los complejos procesadores de gas (77.6 Mt), básicamente en el Complejo Procesador de Gas Cactus por la salida de operación de dos plantas recuperadoras de azufre, por mantenimiento correctivo.

La producción total de petroquímicos⁶ en Pemex Transformación Industrial alcanzó 7,139.5 Mt, siendo prácticamente igual a la del año anterior. La producción de aromáticos y derivados del complejo petroquímico La Cangrejera, en 2019, se ubicó en 919.6 Mt, cifra superior en 350.1 Mt en comparación a 2018, derivado de una operación más estable del tren de aromáticos.

Como consecuencia de la escasez de etano, la empresa ha privilegiado la producción de productos de mayor rentabilidad y competitividad en el mercado. La producción de etileno y derivados durante 2019 fue de 1,610.8 Mt, cantidad inferior en 219.4 Mt con relación a 2018. En particular, la producción de resina de polietileno lineal de baja densidad se ubicó en 180.4 Mt, nivel similar al año anterior.

⁶ La elaboración de petroquímicos en el SNR comprende propileno, azufre, anhídrido carbónico e isopropanol. A partir de julio de 2019, Pemex Etileno se fusiona con Pemex Transformación Industrial, por lo que integra la producción de etileno, óxido de etileno, polietilenos, glicoles etilénicos, anhídrido carbónico, oxígeno, nitrógeno, líquidos de pirólisis y propileno.

Otros productos de Pemex Transformación Industrial			
Concepto	2018	2019	Variación %
Gas licuado (Mbd)	122.2	107.6	-11.9
Etano (Mbd)	84.8	76.8	-9.4
Gasolinas naturales ¹ (Mbd)	43.3	42.9	-0.9
Azufre (Mt)	442.6	376.6	-14.9
Materia prima para negro de humo (Mt)	267.7	226.1	-15.6
Propano-propileno de refinerías (Mt)	153.4	148.1	-3.5
Metanol (Mt)	148.4	141.5	-4.6
Aromáticos y derivados ² (Mt)	569.5	919.6	61.5
Etileno y derivados (Mt)	1,830.3	1,610.8	-12.0
Etileno	583.4	499.5	-14.4
Glicoles	128	99.5	-22.3
Óxido de etileno	218.2	188.8	-13.5
Polietilenos	375.2	317.1	-15.5
Otros ³	525.5	505.9	-3.7
Otros petroquímicos ⁴ (Mt)	275.9	455	64.9

- 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.
- 3 A partir de julio de 2019, Pemex Etileno se fusiona con Pemex Transformación Industrial, por lo que integra la producción de anhídrido carbónico, etileno, glicoles etilénicos, óxido de etileno, polietilenos de alta y baja densidad, propileno bruta, butano crudo, ceras polietilénicas, hidrógeno, líquidos de pirólisis, nitrógeno y oxígeno.
- 4 Incluye anhídrido carbónico, hidrógeno, butanos, especialidades petroquímicas, heptano, hexano, líquidos de BTX y pentanos.

Programa de Rehabilitaciones del SNR

Pemex TRI ejecuta el Programa de Rehabilitaciones del SNR, el cual considera:

- Atender los riesgos críticos de las instalaciones (integridad mecánica y seguridad)
- Mejorar la eficiencia y estabilizar el proceso de crudo

Estas actividades iniciaron en septiembre de 2019 y se intensificaron en el último trimestre del año. Se atendieron 39 plantas de proceso, 13 instalaciones de servicios auxiliares y 21 tanques de almacenamiento. Para 2020, este Programa tiene un presupuesto asignado de 12 mil 500 millones de pesos.

Proyecto Nueva Refinería Dos Bocas

Una de las prioridades del gobierno de México es disminuir la dependencia de las importaciones como un tema crítico para la seguridad energética. En este sentido, el CAPEMEX, en su sesión extraordinaria del 7 de diciembre de 2018 y mediante acuerdo CA-161/2018, autorizó el desarrollo de la refinería en Dos Bocas, en el municipio de Paraíso, Tabasco, como parte del Planteamiento Estratégico Institucional. El Proyecto de esta Nueva Refinería agregará un volumen de proceso de 340 Mbd, 100% crudo Maya, en una configuración de

coquización que permitirá incrementar la oferta de producción nacional de gasolina y diésel en al menos 290 Mbd.

El proyecto tiene avances importantes en estudios, adecuación del sitio, contratación de los tecnólogos, desarrollo de ingenierías fase I y adquisición de equipos críticos de largo tiempo de fabricación. Actualmente, se trabaja en la documentación requerida para solicitar al CAPEMEX la autorización de la etapa FEL II del proyecto.

Avance en proyectos de inversión

Los principales proyectos de inversión de Pemex TRI presentan la siguiente situación a diciembre de 2019:

- Calidad de combustibles fase diésel Cadereyta y resto del SNR: están suspendidos desde abril de 2016. Se busca 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 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 63%. Se evalúan esquemas para continuar su ejecución.
- Conversión de residuales Salamanca: derivado de la restricción presupuestal, los contratos se encuentran suspendidos y en evaluación de esquemas de ejecución.
- Pemex TRI aumentó, a partir de diciembre de 2019, su capacidad de importación de etano con la implementación del proceso de vaporización en el Complejo Petroquímico Pajaritos. Lo anterior permitirá incrementar la capacidad en la cadena de etano-etileno. Es importante destacar que los trabajos de implementación se llevan a cabo con capital humano de Pemex TRI, utilizando equipos y materiales propios con una inversión mínima.

4.2 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. Pemex Fertilizantes es la encargada de integrar la cadena gas-amoniaco-fertilizantes a través de la producción, distribución y comercialización de amoniaco y fertilizantes. Para ello, cuenta con los activos del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, Pro-Agroindustria y Fertinal que tienen la capacidad para producir en conjunto, poco más de tres millones de toneladas anuales de fertilizantes, fosfatados y nitrogenados, lo que representa aproximadamente la mitad del consumo nacional aparente.

El programa de producción para 2019 no alcanzó la meta por la falta de volumen y presión de gas natural, por lo cual, como parte de las estrategias implementadas por Pemex Fertilizantes para garantizar el suministro de gas natural como materia prima y a partir del apoyo de SENER, CENAGAS y PTRI, el pasado 3 de diciembre de 2019, se suscribió un contrato

de compra - venta de gas natural entre CF Energía, S.A. de C.V. (filial de CFE), y Pemex Fertilizantes, el cual permitirá contar con la materia prima necesaria para la operación de una planta de amoníaco en Cosoleacaque. A partir del 7 de diciembre de 2019 inició el recibo de gas y con ello el proceso de arranque de la planta VI en ese centro de trabajo.

El Complejo Petroquímico Cosoleacaque no operó en 2019 debido a las restricciones en el abasto de gas. El proyecto de rehabilitación de la planta IV de amoníaco, así como los mantenimientos de las plantas V y VII de amoníaco se mantuvieron suspendidos en 2019 por falta de recursos financieros. Por otra parte, los trabajos de mantenimiento de la planta VI de amoníaco se concluyeron en el primer trimestre de 2019, quedando disponible para su arranque y en espera de contar con materia prima en condiciones de continuidad y presión; en el primer semestre de 2020 se estima que inicie operaciones la planta Amoníaco VI en Cosoleacaque con lo cual se podrá producir, en condiciones de confiabilidad y eficiencia, hasta 1,200 toneladas/día de amoníaco. Con la finalidad de atender parte de la demanda nacional, en 2019 se mantuvo la estrategia de importación de amoníaco, 577 mil toneladas.

Respecto al complejo industrial de Fertinal operó al 83.7% de la capacidad disponible, por incidentes operativos, así como por menor adquisición de materias primas al presentarse un escenario de precios altos de compra.

Por su parte, Pro-Agroindustria continua en espera de materia prima (amoníaco y anhídrido carbónico) para iniciar el arranque de sus plantas de urea.

Durante 2019, Fertinal mantuvo una administración acotada del flujo de efectivo de muy corto plazo, avanzando en los frentes necesarios para la reestructura operativa de la unidad minera de San Juan de la Costa, Baja California Sur. Asimismo, afrontó una caída importante en los precios internacionales de los fertilizantes fosfatados, los cuales acumularon una disminución de más de 36% de su valor. De igual manera, se registraron incrementos en los costos de algunas materias primas, impactando el resultado en operación del ejercicio.

Es relevante mencionar que Fertinal tuvo una participación directa en el Programa de Fertilizantes de la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural (SADER) en su prueba piloto para el estado de Guerrero durante el ejercicio, lo que representó un cambio en los paradigmas de distribución y colocación del producto de Fertinal en el mercado mexicano.

Avances de los principales proyectos de inversión

—●— COSOLEACAQUE - PLANTA VI.- En el primer trimestre de 2019 se concluyó la instalación de los tubos reformadores, cambio de catalizadores y sustitución de cambiadores de calor. En diciembre de 2019 se inició el proceso de arranque, estimando tener producto en 2020.

—●— 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. Pemex Fertilizantes solicitó suficiencia presupuestal para continuar dicha rehabilitación. Actualmente, el proyecto está en espera de aprobación de ampliación de vigencia ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público al año 2024 debido a que se programó su conclusión para el año 2023 de acuerdo con lo establecido en el Plan de Negocios.

—●— COSOLEACAQUE - PLANTA VII.- Se mantiene fuera de operación en espera de recursos para ejecutar los trabajos de mantenimiento en la sección de servicios auxiliares. Cuenta con proyecto vigente hasta 2021 para aplicar un paquete de concurso para concluir su mantenimiento y tenerla disponible para operar.

—●— PRO-AGROINDUSTRIA.- Concluyó la rehabilitación de Pro-Agro. El tren Urea I inició pruebas en 2018 y no logró estabilizar la operación a causa de una operación discontinua en Cosoleacaque. Se estima que durante el primer semestre de 2020 reinicie el arranque de la planta de Urea I lo cual supondría, una vez que se establezca su operación, una producción de urea de 45 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-Agro instaló llenaderas para la venta de amoniaco importado a partir de la habilitación de la terminal de almacenamiento de amoniaco ubicada en la terminal de Pajaritos, Veracruz.

5

LOGÍSTICA Y **COMERCIALIZACIÓN**



5.1 Logística

Durante el 2019, Pemex Logística se enfrentó al reto de asegurar la distribución de gasolinas en todo el territorio nacional derivado de la estrategia de combate al robo de combustibles que implementó el Gobierno Federal y que afectó principalmente el transporte por ducto.

En 2019 se transportaron un total de 2,069.3 Mbd a través de distintos medios: 1,436.4 Mbd (69%) fueron inyectados a los sistemas de ductos, 431.8 Mbd (21%) se transportaron de forma terrestre por autos tanque y carros tanque y los restantes 201.1 Mbd (10%) por buques tanque. El volumen total transportado disminuyó 10.6% en comparación con 2018 principalmente a consecuencia del menor proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación, así como a la operación controlada en los sistemas de transporte por medio de ducto, minimizando pérdidas no operativas derivadas de la estrategia de combate al robo de combustibles.

El transporte de crudo y petrolíferos disminuyó a 1,299.4 Mbd, 17.8% menor a los 1,581.5 Mbd de 2018. Adicionalmente, se inyectaron 132.7 Mbd de gas licuado del petróleo, cifra inferior en 4.6% al compararla con los 139.1 Mbd de 2018. También se inyectaron 4.3 Mbd de petroquímicos en 2019, comparados contra los 2.4 Mbd inyectados en 2018 lo que significa un aumento de 79.2%.

Para el gas natural, mediante la prestación de servicios de operación, mantenimiento y tecnologías de información (SCADA) al Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), durante 2019 se transportó un promedio diario operativo de 4,860 MMpcd, lo que representó una disminución de 4.2% en comparación del ejercicio 2018.

Almacenamiento y despacho

Los inventarios promedio de productos refinados, que incluyen gasolina regular, premium, diésel, turbosina y combustóleo, registraron en Terminales de Almacenamiento y Distribución (TAD) 5.6 millones de barriles (MMb) y 6.3 MMb en Terminales de Almacenamiento y Servicio Portuarios (TASP), así como 217 miles de barriles (Mb) en Terminales de Distribución de Gas licuado (TDGL).

Destaca durante 2019, un incremento de 431.8 Mb (8.3%) en el inventario en TAD, comparado con el ejercicio 2018. Asimismo, se registró un incremento de 446.2 Mb (7.6%) en TASP, con respecto al 2018.

En 2019 se despacharon en promedio 809 Mbd a través de autos tanque propiedad de Pemex Logística, volumen 4% menor al año anterior, derivado de la regulación vigente que implica que los clientes puedan decidir su modalidad de entrega, aunado a los cambios en las políticas comerciales de PTRI; lo anterior, representó un promedio mensual de 167,025 viajes con autos tanque.

Al cierre de 2019 se atendieron 7,763 estaciones de servicio con reparto Pemex, lo que representa el 72.5% del total nacional de estaciones de servicio (10,701). Cabe señalar que al cierre de 2018 se atendieron 7,966.

Logística primaria

Por los sistemas de transporte por ducto de petróleo crudo de Logística Primaria se transportaron en promedio 835 Mbd, comparados con 804 Mbd en 2018, debido a una mayor demanda de transporte por el sistema Aceite Terrestre Sur hacia Nuevo Teapa y la TASP Pajaritos.

Con relación al transporte por ducto de gas natural sin procesar, durante 2019 se transportaron

en promedio 3,388 MMpcd de gas y 20 Mbd de condensados. El incremento de 9% en el transporte por ducto de gas natural respecto a 2018 se debe al incremento en la demanda de gas residual en el área de plataformas, además de que durante 2018 se registraron diversas libranzas y salidas de plantas de proceso de gas húmedo amargo de PTRI, lo que ocasionó un menor transporte en el sistema Gas Marino Mesozoico.

Regulación, medición, calidad, balances y desarrollo comercial

En marzo de 2019 se formalizaron los contratos con PTRI para el servicio de almacenamiento y transporte por ducto en la modalidad de reserva contractual en el resto de la infraestructura que no ha sido sujeta a un proceso de temporada abierta. Adicionalmente, se formalizó el contrato para el servicio de transporte por ducto, en la modalidad de uso común para todos los sistemas de transporte; en el caso del servicio de almacenamiento para esta misma modalidad, la formalización de estos servicios se encuentra en proceso.

Durante 2019 se alcanzó un 98.5% en la utilización de medición primaria en los sistemas de medición de transporte por ducto, con lo que se da certeza a la medición de petrolíferos. Asimismo, se registró una diferencia de 0.3% en el balance de producto, que cumple con la métrica publicada en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Medición.

En relación al control volumétrico y generación de balances, durante 2019 se hicieron las gestiones para integrar en el Sistema de Transferencia de Custodia (SITRAC) los volúmenes transportados en los sistemas de transporte de gas licuado y de tres corrientes de crudo de Logística Primaria, se impartieron también talleres de capacitación con el personal operativo involucrado en la transferencia de custodia de los puntos de entrega recepción de los sistemas.

Al cierre de 2019, 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.

Permisos otorgados por la CRE y la SENER			
Logística primaria	Transporte por ducto	Almacenamiento	Otros
9 sistemas de transporte por ducto (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)

Principales proyectos

Proyecto Peninsular

En septiembre de 2019, Pemex Logística se reunió con Trafigura e Hidrobenz con el objetivo de revisar el último balance de la sociedad Ductos el Peninsular, S.A.P.I. de C.V., incluyendo el detalle de activos y adeudos. Asimismo, Trafigura e Hidrobenz manifestaron no estar interesados en continuar con el proyecto sin la participación de Pemex Logística. Este proyecto está considerado en el Plan de Negocios y está programado para comenzar a operar en 2022.

Proyecto Tolteca

Consiste en la construcción de una terminal de almacenamiento de petrolíferos en Tula, Hidalgo, en un predio destinado originalmente para la Refinería Tula. Se realizaron en 2019 distintas evaluaciones de esquemas de negocio que podrían aplicar al proyecto Tolteca; en todos éstos, Pemex Transformación Industrial fungiría como usuario ancla reservando una capacidad de al menos 500 Mb.

Actualmente se está desarrollando la fase conceptual del proyecto; por su parte, las gestiones regulatorias, ambientales y las definiciones del mecanismo de financiamiento se estiman concluir en 2020, para dar paso al desarrollo de ingenierías, obras y construcción en los siguientes años.

Transporte

En 2019 se desarrollaron las siguientes actividades:

- En cuanto a la integridad de los sistemas de transporte por ducto se inspeccionaron 619.62 kilómetros de ductos y se rehabilitaron 436 indicaciones de integridad de manera inmediata mediante la instalación de 59 envolturas tipo pre-esforzadas y el resto con envolturas tipo “B”; asimismo, se logró corregir un total de 1,700 kilómetros de ductos que se encontraban fuera de norma de protección catódica. Se continuó con la inyección del inhibidor de corrosión interior en poliductos, así como la rehabilitación de 19 deslaves críticos.
- Se recibieron dos buques multipropósito, Pemex Ehécatl y Pemex Tonatiuh, con lo cual el número de embarcaciones entregadas a Pemex Logística asciende a 11. Los ocho remolcadores restantes tienen programada su entrega para 2020.
- Se rehabilitaron y recalificaron 357 carros tanque que se encontraban fuera de operación, incrementándose con ello la capacidad en un promedio de 62 Mbd.

Almacenamiento y despacho

- Referente al reforzamiento de la Confiabilidad Operativa en las terminales de almacenamiento, se rehabilitaron dos tanques en la TAD Puebla y la TASP Tuxpan recuperándose 230 miles de barriles de capacidad de productos petrolíferos.
- Para reforzar la seguridad en las operaciones logísticas y dar certidumbre en las mediciones, se modernizó el sistema de tele medición de 13 tanques en la TASP Pajaritos, y se adquirió equipo para 54 tanques adicionales. Se instalaron Unidades de Control Local para medición en línea en nueve terminales.
- Se realizó la instalación, integración y puesta en operación de sistemas de aditivación en línea de gasolinas en 76 TAD de Pemex Logística y una adicional al servicio de PTRI.

Logística Primaria

- Se tuvo un avance físico – financiero de 26% en el proyecto de mantenimiento de la Terminal Marítima Dos Bocas, 18% en el proyecto Caso de Mantenimiento para el Sistema Altamira Integral y 9% en el proyecto Corredor Terminal Marítima Dos Bocas- CCC Palomas.
- Se incrementó la capacidad de almacenamiento de crudo en 310 Mb en CAE Tuzandépetl.
- Referente a la mejora en la certidumbre de las mediciones se implementó el Sistema de Gestión de la Medición en los sistemas de medición de crudo y gas. Adicionalmente, se obtuvo la re-acreditación de cuatro laboratorios de control de calidad de hidrocarburos por parte de la Entidad Mexicana de Acreditación, en los Sectores de Poza Rica, Cerro Azul, Altamira y Burgos.

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.

Pemex Logística presta servicios a terceros en los siguientes sistemas:

Terminales de almacenamiento y despacho			Sistemas de transporte por ducto
1. Rosarito	6. Magdalena	10. Mazatlán	1. Poliducto Rosarito – Mexicali
2. Mexicali	7. Navojoa	11. La Paz	2. Poliducto Rosalito – Ensenada
3. Ensenada	8. Nogales	12. Topolobampo	3. Poliducto Guaymas – Hermosillo
4. Guaymas	9. Hermosillo	13. Guamúchil	4. Poliducto Guaymas – Obregón
5. Cd. Obregón			

En julio de 2019, la CRE concedió a Pemex Logística una prórroga para la presentación de la propuesta de Temporada Abierta para todos los sistemas de almacenamiento y transporte por ducto de petrolíferos para ofrecer la capacidad disponible.

Conforme al plazo establecido, el 26 de septiembre de 2019 Pemex Logística presentó a la CRE la propuesta de Temporada Abierta para todos los sistemas de almacenamiento y transporte por ducto de petrolíferos, cuya capacidad no ha sido ofertada y, por lo tanto, no se encuentra comprometida a través de un contrato de Reserva Contractual, ni reservada por Pemex Logística para usos propios. Dicha capacidad se agrupó en los siguientes sistemas:

- Zona Veracruz.
- Zona Centro.
- Zona Salamanca.
- Zona Madero.
- Zona Progreso.

Plan emergente de abasto de combustibles

La capacidad de respuesta para atender la demanda de productos incrementó el inventario promedio de un mínimo de 5.5 MMb a un máximo alcanzado de 10.1 MMb durante el segundo semestre de 2019, lo que contribuyó a mantener una autonomía promedio de 8.4 días, considerando ventas. La zona con mayor variación fue la Centro del País pasando de una autonomía de 1.5 días promedio a 4.4 días promedio durante el segundo semestre.

Desviaciones volumétricas

A un año de iniciar acciones para combatir el robo de combustible, Petróleos Mexicanos ha logrado una reducción de 91% en el volumen inicial de pérdidas registrado en el año 2018, manteniendo un promedio de desviación de cinco mil barriles por día en productos refinados y en gas licuado una reducción de 55% en el volumen inicial de pérdidas registrado en el año 2018, manteniendo un promedio de desviación de 5.5 mil barriles por día al cierre de 2019.

Se continúa con la estrategia de operación controlada de los sistemas de transporte por ducto. Actualmente, se monitorean 2,208 km en los sistemas principales de transporte para el suministro oportuno de combustibles en el país.

5.2 Comercialización

Durante 2019, Pemex Transformación Industrial comercializó 1,211.7 Mbd de petrolíferos, volumen inferior en 7.8% (103.2 Mbd) al reportado el año previo y se explica básicamente por el consistente y acelerado aumento en la importación de gasolina y diésel por parte de terceros, que se presenta también en turbosina. En combustóleo se registraron menores ventas a la CFE. La participación en el mercado de gas licuado fue de 54%, debido a las condiciones de mercado, vigentes desde 2016, que permiten la importación por parte de particulares. En petroquímicos, las ventas de etano se ubicaron en 51.5 Mbd, con un incremento de 5.3% (2.6 Mbd) respecto al año previo.

Para aminorar y revertir el efecto de pérdida de mercado y de participación en las estaciones de servicio con franquicia, se realizaron esfuerzos para fortalecer la marca Pemex, en las áreas de comercialización y de servicios logísticos.

Volumen de las ventas internas de Pemex Transformación Industrial ¹			
Concepto	2018	2019	Variación %
Petrolíferos (Mbd)	1,314.8	1,211.7	-7.8
Gasolinas	764.2	720.6	-5.7
Diésel	331.3	293.2	-11.5
Turbosina	85.6	83.3	-2.7
Combustóleo	105.1	76.5	-27.2
Otros ²	28.5	38.1	33.3
Gas licuado ³ (Mbd)	163.6	151.1	-7.6
Gas natural seco (MMpcd)	2,064.3	1,604.4	-22.3
Petroquímicos (Mt)	2,858.3	2,756.1	-3.6

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

1 A partir de julio de 2019 Pemex Etileno se integra a Pemex Transformación Industrial, por lo que se incluyen las ventas de petroquímicos de esta empresa.

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.

En Pemex Fertilizantes se comercializaron 581.9 Mt de amoniaco, que representan un volumen inferior en 25% respecto al año anterior, derivado de la falta de producción en las plantas del Complejo Cosoleacaque y por la importación directa de amoniaco por parte de Fertinal a partir del segundo semestre de 2019.

Comercialización amoniaco

(Miles de toneladas)

	2018	2019	Variación %
Amoniaco	771.7	581.9	-25
Lázaro Cárdenas	395.2	264.8	-33
Topolobampo	218.4	216.2	-1
Pajaritos	12.5	100.9	707
Cosoleacaque	145.7	0.0	-100

Comercialización de fertilizantes de Fertinal por destino

(Miles de toneladas)

Destino	2019
Exportación	647.2
Nacional	642.2

Fuente: Fertinal.

Nota: Incluye amoniaco, azufre y sulfúrico comercializados.

Comercialización de fertilizantes de Fertinal por tipo de producto

(Miles de toneladas)

Tipo de fertilizantes	2019
Fertilizantes fosfatados	878.6
Fertilizantes nitrogenados	40.1
Productos industriales	138.6
Ácidos industriales	38.2
Otros	194.0

Fuente: Fertinal.

Mercado internacional

Exportaciones

Las exportaciones promedio de petróleo crudo durante 2019, que PMI comercializó, sumaron 1,103.3 Mbd, 6.8% menor a lo registrado en 2018. El crudo Maya acumuló el 99.6% de este volumen y el resto fue crudo Istmo.

En cuanto a las exportaciones de combustóleo, con un volumen de 69.3 Mbd, la disminución fue significativa al descender 22.8%, respecto al año previo.

Las ventas de gasolina natural descendieron 10.9% con relación a 2018, con un volumen de 33.6 Mbd.

Importaciones

Durante 2019, el volumen importado de gasolinas por Pemex, 515.9 Mbd, se abatió 11.3% respecto a registrado en 2018, debido a un importante crecimiento de las importaciones de particulares. En cuanto a la importación de diésel, se situó en 178.4 Mbd, con un descenso de 25.9% relativo al año anterior.

Como resultado de la mayor participación de terceros en los mercados de gas natural y gas LP, las importaciones de gas natural seco se redujeron 26.6% para totalizar 965.9 MMpcd y las correspondientes a gas licuado se ubicaron en 53.9 Mbd, volumen menor en 12.9% (8 Mbd) respecto al año anterior.

Mercado Internacional (miles de barriles diarios)			
Productos	2018	2019	Variación %
Exportación			
Crudo	1,184.0	1,103.3	-6.8
Petrolíferos y gas licuado	132.8	116.0	-12.7
Petroquímicos (Mt)	57.8	71.9	24.4
Gas natural	1.4	1.3	-7.1
Importación			
Gas natural seco ¹ (MMpcd)	1,316.5	965.9	-26.6
Petrolíferos y gas licuado	989.3	846.9	-14.4

¹ Incluye gas natural licuado. Sólo operaciones de Petróleos Mexicanos.

Balanza comercial

Las operaciones de Pemex en el comercio exterior dieron como resultado una balanza comercial deficitaria en 568 millones de dólares, que mejora el valor obtenido en 2018 en 83.1%, por un valor de las exportaciones menor en 16.5% y menores importaciones en 23.3%, principalmente gasolinas y diésel.

Balanza comercial de hidrocarburos (millones de dólares)			
Productos	2018	2019	Variación %
Saldo	-3,355.2	-568.0	83.1
Exportaciones	29,332.9	24,499.5	-16.5
Petróleo crudo	26,540.7	22,402.9	-15.6
Petrólíferos	2,752.1	2,056.3	-25.3
Petroquímicos	39.2	39.6	1.0
Gas natural seco	1.0	0.8	-20.0
Importaciones	32,688.1	25,067.6	-23.3
Petrólíferos	30,056.2	23,337.8	-22.4
Gas natural seco	2,043.2	1,072.5	-47.5
Petroquímicos	588.8	657.2	11.6

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



6

SEGURIDAD INDUSTRIAL **Y PROTECCIÓN** **AMBIENTAL**



6.1 Seguridad Industrial⁷

Durante 2019, Petróleos Mexicanos emprendió iniciativas orientadas a fortalecer la cultura de seguridad y el liderazgo con el fin de mejorar el desempeño en seguridad y salud en el trabajo, mediante la aplicación sistematizada de estándares y el cumplimiento de los objetivos establecidos en la materia.

En salud en el trabajo se enfatizó en lo siguiente:


- Instrumentación de la estrategia para el reforzamiento preventivo en materia de salud en el trabajo a través de la identificación, evaluación y control de agentes y factores de riesgo.
 - Fortalecimiento de los programas de capacitación para la difusión de los riesgos para la salud, como medida preventiva de las enfermedades derivadas de la sobreexposición al riesgo.
- La implementación de las siguientes iniciativas, permitió lograr, por cuarto año consecutivo, el índice de frecuencia de accidentes más bajo en la historia en Pemex.
- Diseño de programas especiales para la atención de estándares y elementos críticos de seguridad de los procesos para la prevención de accidentes industriales y de seguridad personal y salud en el trabajo.
 - Implementación de plan de ruta para la atención a riesgos críticos tipo A1.
 - Comunicación de mejores prácticas a través de alertas de seguridad.
 - Instrumentación de campañas de administración de riesgos de Pemex y contratistas, con énfasis en los proyectos estratégicos.

⁷ En los índices de frecuencia y gravedad, debido a la fusión de EPS ocurrida en julio de 2019, los indicadores reportados para Pemex Etileno únicamente consideran el periodo enero-junio, en PPS si considera el cierre anual.

- Supervisión al cumplimiento de las Directrices de Cero Tolerancia y Directrices del Nuevo Mandato de la función de SSPA.
- Seguimiento al desempeño de las acciones de implementación de las campañas Capas de Protección, Orden y Limpieza y Planeación y Ejecución Segura de Trabajos.
- Rendición de cuentas en Equipos de Liderazgo de SSPA en las EPS y líneas de negocio.

En 2019 el índice de frecuencia acumulado para el personal de Pemex se ubicó en 0.24 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, 4% menor al registrado el año previo.

Índice de frecuencia de accidentes (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)							
Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PFERT
2018	0.25	0.12	0.12	1.00	0.13	0.37	1.20
2019	0.24	0.09	0.13	0.57	0.25	0.76	1.88
Variación (%)	-4.0	-25.0	8.3	-43.0	92.3	105.4	56.7

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2019	Var. (%) 2019 observado vs meta
	2018	2019		
Índice de frecuencia ¹	0.25	0.24	0.24	0.0 

¹ Accidentes por millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo.

El índice de gravedad acumulado durante 2019 para el personal de Pemex se ubicó en 17 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, resultado 13.3% mayor en comparación con el valor de 15 días perdidos obtenido en 2018 y 21% superior a la meta de 14 días establecida para Pemex.

Índice de gravedad de accidentes (días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo)							
Año	Pemex	PEP	PTRI	PPS	PLOG	PE	PFERT
2018	15	11	9	91	4	18	25
2019	17	12	12	50	14	20	143
Variación (%)	13.3	9.1	33.3	-45.1	250.0	11.1	472.0

Los índices anteriores se derivan de 82 trabajadores lesionados y cuatro fallecidos, razón por la cual Petróleos Mexicanos está intensificando las acciones preventivas para evitar este tipo de eventos.

Para el personal contratista, el índice de frecuencia acumulado en 2019 se ubicó en 0.14 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, sin cambio respecto a la registrada en 2018.

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	PFERT
2018	0.14	0.07	0.11	0.71	0.00	0.00	0.00
2019	0.14	0.11	0.00	0.58	0.46	0.00	0.00
Variación (%)	0.0	57.1	-100.0	-18.3	-	-	-

6.2 Protección Ambiental

Pemex estableció en su Plan de Negocios la estrategia reducir el impacto ambiental de las actividades industriales y mejorar la gestión energética de la empresa, con lo que busca lograr una operación con un enfoque sustentable al realizar el manejo integral del agua, reducir las emisiones de bióxido de carbono equivalente y el pasivo ambiental, dando cumplimiento a la regulación ambiental aplicable a nuestras operaciones.

Algunas de las principales acciones realizadas durante 2019 son las siguientes:

- Se elaboró y publicó el informe de sustentabilidad 2018 con base en la Guía *Oil and gas industry guidance on voluntary sustainability reporting*, IPIECA/API/IOGP.
- Se preparó y difundió el diseño institucional de la Política del Sistema de la Gestión de la Energía (SGEn).

- Se realizaron talleres de “Interpretación y Auditor Interno ISO 50001” dirigido a personal estratégico para la implementación del SGE en los centros de trabajo.
- Se definieron los alcances de la actualización de los módulos ambientales del Sistema de Información Ambiental (SISPA), para fortalecer el cumplimiento normativo en la materia.
- Pemex Transformación Industrial continuó con el programa de certificación de instalaciones en las normas ISO 14001 y 50001.
- Los centros de trabajo de Pemex con emisiones entre 25 mil y 100 mil toneladas de CO₂e/año, realizaron la verificación señalada en la Cédula de Operación Anual (COA) requerida por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales / Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- Se implementó de manera coordinada con las EPS las Políticas y Lineamientos para la atención y gestión de sitios con derrame de hidrocarburos en Pemex.

Índice de emisiones de gases de efecto invernadero

A diciembre de 2019, el índice de emisiones de gases de efecto invernadero, obtenido en los procesos que realiza Pemex, sufrió un aumento respecto a lo reportado en el mismo periodo del año anterior.

- En la extracción y producción de crudo y gas el incremento fue de 14.1%, debido a un aumento en el envío de gas amargo asociado a quemadores de desfogue, principalmente en los centros de trabajo de Aguas Someras y Región Sur.
- Para el proceso de crudo en las refinerías, derivado de mayores volúmenes de gas enviado a quemadores en las refinerías de Salamanca, Madero, Tula y Minatitlán, se incrementó en 11.4%.
- En los centros procesadores de gas, se reportó una disminución de 5.6% respecto al año previo, además de cumplir con la meta establecida.
- La intensidad energética en producción de petroquímicos es mayor que en 2018 por cargas bajas, pruebas, paros y arranques en los procesos, derivando en un índice 34.3% mayor.

Concepto	2018	2019	Meta 2019
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas, tCO ₂ e/Mbpce	24.02	27.42	23.69
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías, tCO ₂ e/Mb	49.67	55.34	48.44
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de gas en centros procesadores, tCO ₂ e/MMpc	6.02	5.68	5.79
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de productos petroquímicos, tCO ₂ e/t	3.06	3.99	2.84

Fuente: SISPA, marzo 2020.

A partir de 2018, se actualizó el cálculo para la estimación de emisiones de CO₂e con un potencial de calentamiento global de 28 para el metano y una eficiencia en quemadores de desfogues de 84%.

En las estimaciones 2019 de CO₂e se incluyen emisiones por venteos y fugitivas, aplicándose nuevas metodologías de estimación con base en las regulaciones para el sector. Para efectos comparativos, los resultados de 2018 se obtuvieron con estas mismas metodologías.

Emisiones de óxidos de azufre (SOx) y óxidos de nitrógeno (NOx)

Las emisiones de SOx a diciembre de 2019 se incrementaron 35.7%, respecto al año anterior, debido al mayor registro en los complejos procesadores de gas Cactus y Poza Rica, así como en las refinerías de Tula y Salina Cruz. Respecto a las emisiones de NOx fueron similares a las del año anterior.

Emisiones (Mt)	2018	2019	Variación %
Óxidos de azufre (SOx)	648.1	879.7	35.7
Óxidos de nitrógeno (NOx)	84.7	84.4	-0.4

Fuente: SISPA, marzo 2020.

Índice de uso de agua

A diciembre de 2019, incrementó el índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías, principalmente de Salina Cruz, Salamanca y Cade-reyta, debido a una baja en la producción; sin embargo, el uso de agua no disminuyó en la misma proporción, ya que permanecieron operando de manera intermitente equipos de servicios para enfriamiento y generación de vapor, independientemente a la producción.

La variación de este índice en los complejos procesadores de gas se debió a que la producción disminuyó en mayor medida en comparación a la reducción de uso de agua.

El incremento del índice en la producción de petroquímicos se derivó de la salida de operación del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, que mantuvo en operación parte de los equipos de servicios.

Concepto	2018	2019	Variación %
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías, m ³ /b	0.47	0.50	0.43
Índice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas, m ³ /Mpc	0.037	0.039	0.040
Índice de uso de agua en la producción de productos petroquímicos, m ³ /t	34.91	40.74	21.49

Fuente: SISPA, marzo 2020.

Descarga de contaminantes


La disminución en las descargas de contaminantes al agua, estriba de un menor registro en Pemex Exploración y Producción y Pemex Perforación y Servicios, así como de la disminución en descargas del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, por encontrarse fuera de operación durante 2019.

Concepto	2018	2019	Var. (%)
Descargas al agua (t)	2,136.6	1,808.1	-15.4

Fuente: SISPA, marzo 2020.

Reúso de agua

A diciembre de 2019, el volumen de reúso de agua fue de 30.8 millones de metros cúbicos, cumpliendo la meta establecida en el Plan de Negocios para 2019.

Indicador del Plan de Negocios				
Indicador	Resultados observados		Meta 2019	Var. (%) 2019 observado vs meta
	2018	2019		
Reúso de agua en refinerías (MMm ³)	30.5	30.8	30.5	1.0 

Fuente: SISPA, marzo 2020.

Inventario final de residuos peligrosos

El inventario final de residuos a diciembre de 2019 fue de 16.9 mil toneladas, lo que representó un incremento de 6.3% respecto al inventario final de 2018. Durante este periodo se generaron 35.9 mil toneladas y se dispusieron 34.9 mil toneladas.

A diciembre de 2019, 72.1% del inventario de residuos peligrosos correspondió a las actividades de Pemex Transformación Industrial.

Concepto	2018	2019
Total	100%	100%
Lodos aceitosos	65%	53%
Otros (laboratorio, lodos de tratamiento de aguas negras, otros)	17%	19%
Sosas gastadas	10%	12%
Catalizadores gastados	8%	16%

Fuente: SISPA, marzo 2020.

Sitios contaminados

Al cierre de 2019, se registra un crecimiento de 25.1% en el inventario de sitios contaminados para Pemex Exploración y Producción. En contraste, Pemex Logística continuó con el ajuste de sitios impactados por causa de actos vandálicos o tomas clandestinas, con lo que reportó una disminución de 80%.

Área (hectáreas)	Inventario 2018	Inventario 2019
Total	1,599.4	1,232.7
Pemex Transformación Industrial	285.5	291.6
Pemex Logística	668.3	133.5
Pemex Exploración y Producción	645.6	807.6

Con relación a las presas con afectación ambiental, Pemex Exploración y Producción logró remediar ocho presas, lo que dio como resultado un inventario final de 72 presas con afectación.

Fugas y derrames

Al cierre de 2019, el total de fugas y derrames (no incluye aquellos por tomas clandestinas) en Pemex observó un incremento de 19.7%, debido principalmente al mayor número de eventos registrados en Pemex Exploración y Producción y en Pemex Logística.

Número de sitios	2018	2019
Total	912	1,092
Pemex Transformación Industrial	25	41
Pemex Logística	119	212
Pemex Exploración y Producción	764	835
Pemex Perforación y Servicios	3	3
PMI	1	1

Certificados de Industria Limpia

A diciembre de 2019, Pemex cuenta con 11 certificados vigentes de Industria Limpia - Calidad Ambiental, de los cuales seis correspondieron a instalaciones que concluyeron por primera vez el proceso de Auditoría Ambiental y cinco certificados fueron refrendos para instalaciones que demostraron que mantienen su desempeño ambiental dentro de los estándares de cumplimiento de la normatividad en la materia. Las instalaciones que cuentan con certificados son: los complejos procesadores de gas Matapionche y Poza Rica; el Complejo Petroquímico Independencia; la Terminal de Gas Licuado Poza Rica; la Estación de Recolección, Compresión, Deshidratación y Medición de Gas Huizache 1; el Taller de Trabajos Especiales de la Subdirección de Mantenimiento y Confiabilidad de PEP; los hospitales Central Sur, General Salina Cruz, General Ciudad del Carmen y General Ébano; y la Clínica Ciudad del Carmen. Los últimos cinco corresponden a certificados de Calidad Ambiental.

Mitigación del cambio climático y protección de ecosistemas

Pemex se suma al compromiso de cumplir con los objetivos establecidos en la Agenda 2030 de la Presidencia de la República, en particular, los objetivos 7 “Energía asequible y no contaminante”, 13 “Acción por el clima” y 14 “Vida de ecosistemas terrestres”.

La empresa realiza esfuerzos para mitigar el cambio climático, considerados en su Plan de Negocios: proyecto del tercer tren de cogeneración en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex; reducción en la quema de gas en los activos de aguas someras de PEP; implementación de Sistemas de Gestión de Energía para mejorar el desempeño energético de las instalaciones y reducir los volúmenes de combustibles utilizados, así como el desarrollo del proyecto de cogeneración en la Refinería Tula (este último se desarrollará en conjunto con CFE y se espera que inicie operaciones en 2023).

Dada la relevancia del cambio climático y del compromiso de Pemex para combatirlo, en 2019 se realizaron las siguientes acciones:

- Se capacitó al personal de la empresa en la implementación de Programas de Detección y Reparación de fugas de metano.
- Continuó la ejecución del Plan de Aprovechamiento Integral de Gas en Aguas Someras.
- Iniciaron los preparativos de los programas de detección y reparación de fugas de gas, cambio de sellos en compresores, programas de prevención y control integral de emisiones de metano, rehabilitación de equipos de combustión interna y mejora en sistemas de compresión de PEP.
- Los centros de trabajo de las diferentes EPS, cuyas emisiones en 2018 estuvieron en un rango de entre 25 mil y 100 mil toneladas de CO₂e, iniciaron la verificación de inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero.
- El proyecto externo de cogeneración entre CFE y la Refinería Salamanca de Pemex se encuentra operando en forma estable.
- El proyecto *Waste Energy Recovery Project at PEMEX TMDB*, registrado en el Mecanismo de Desarrollo Limpio, continúa con su operación, aunque sigue sin verificarse debido al bajo precio que siguen reportando estos bonos de carbono en mercados internacionales.
- Continúa la operación y conservación de los parques ecológicos Jaguaroundi y Tuzandépetl.

Gestión energética

Derivado de los esfuerzos realizados para el uso eficiente y racional de la energía, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía entregó los “Reconocimientos 2019 a la eficiencia energética en la Administración Pública Federal y Empresas Productivas del Estado”, donde la Refinería Cadereyta destacó en el rubro de Implantación del Sistema de Gestión de la Energía y la Refinería Salina Cruz en la categoría de Ahorros energéticos 2018, los beneficios en estos centros de trabajo fueron de 2.8 petajoules y 4.3 petajoules, respectivamente.





7

INFORMACIÓN **FINANCIERA**



Información financiera⁸

En 2019, el Congreso de la Unión aprobó la reforma histórica de reducción de la tasa del Derecho de Utilidad Compartida (DUC), para 2020 la tasa del DUC es de 58% y para 2021 de 54%. Asimismo, durante el mismo año se obtuvieron beneficios por aproximadamente 26,403 millones de pesos, conforme a lo siguiente:

— Como resultado de la aplicación del “Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales para las actividades de extracción en asignaciones con campos maduros y/o marginales”, publicado el 18 de agosto de 2017 en el DOF, se incrementaron los porcentajes aplicables para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones, en el cálculo del DUC lo que permitió un beneficio de 8,806 millones de pesos.

— Por la aplicación del “Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales para las actividades de extracción” publicado el 24 de mayo de 2019 en el DOF, se incrementaron los porcentajes aplicables para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos en inversiones, en el cálculo del DUC con un beneficio de 17,597 millones de pesos.

En el mismo periodo, se obtuvieron devoluciones por contribuciones por 1,473 millones de pesos, principalmente por devoluciones del IVA por un importe de 1,464.5 millones de pesos.

Adicionalmente, se realizaron acreditamientos y compensaciones por un total de 21,754 millones de pesos, disminuyendo el flujo de efectivo por pago de contribuciones.

Es relevante mencionar que el efecto de todos estos cambios se observará de manera gradual en estados financieros de los próximos trimestres.

⁸ Se incluyen en el apartado de los Estados Financieros Auditados, elaborados conforme a las políticas y criterios contables, apartado.

Estamos convencidos de que los avances logrados a lo largo del año 2019 serán determinantes para una mejora gradual y constante de los indicadores operativos y financieros más relevantes de Petróleos Mexicanos.

Vale la pena recordar que en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos se estableció un periodo de transición de tres años. El primer año estuvo dedicado a resolver los problemas estructurales y sentar las bases de una nueva política de gestión operativa y financiera de Pemex. A partir de 2020, se espera consolidar estas iniciativas para alcanzar el equilibrio financiero de la empresa en el año 2021.

7.1 Estados financieros

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

Las ventas presentaron una disminución de 279,149 millones de pesos respecto al año anterior, principalmente por el efecto precio de 97,164 millones de pesos en gasolinas Magna y Premium, diésel, combustóleo, y gas licuado, en las ventas nacionales y de 57,465 millones de pesos en ventas de exportación de la MME, combustóleo y naftas, sumando el efecto del tipo de cambio por 443 millones de pesos. Asimismo, una disminución por el efecto volumen en 76,376 millones de pesos en gasolina Magna, gas licuado y gas natural en el mercado nacional, así como 48,137 millones de pesos de ventas por exportación.

La utilidad cambiaria presentó un incremento por 63,270 millones de pesos (267.4%), debido a la apreciación del peso en 4.3% frente al dólar

americano, consecuencia de que el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2019, que fue de 18.8452 pesos, disminuyó comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2018, que fue de 19.6829 pesos.

Durante el ejercicio 2019 se observó una pérdida neta de 347,911 millones de pesos que se explica principalmente por: (i) una disminución en las ventas en 279,149 millones de pesos por efecto de menores precios y volumen; (ii) incremento en el deterioro de activos fijos en 118,501 millones de pesos, en particular de PEP por una disminución en los volúmenes de los perfiles de producción; compensado (iii) con una disminución en el costo de ventas en 76,579 millones de pesos por menores compras de productos de importación; (iv) una disminución en los Derechos a la Utilidad Compartida en 117,754 millones de pesos por un menor precio de la MME; y (v) un incremento en la utilidad cambiaria en 63,270 millones de pesos debido a la apreciación del peso frente al dólar de Estados Unidos en un 4.3%.

Estado de Resultados				
Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera (millones de pesos)				
Rubro	2019	2018	Variación	
			Importe	%
Ventas netas:				
En el país	807,020	980,560	(173,540)	(17.7)
De exportación	585,842	691,887	(106,045)	(15.3)
Ingresos por servicios	9,109	8,673	436	5.0
Total de ventas	1,401,971	1,681,120	(279,149)	(16.6)
Deterioro (reversa) de pozos, ductos, propiedades planta y equipo	97,082	(21,419)	118,501	(553.3)
Costo de lo vendido	1,122,933	1,199,512	(76,579)	(6.4)
Rendimiento (pérdida) bruto	181,956	503,027	(321,071)	(63.8)
Otros ingresos (gastos), neto	7,729	23,053	(15,324)	(66.5)
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	21,886	24,357	(2,471)	(10.1)
Gastos de administración	130,769	134,322	(3,553)	(2.6)
Rendimiento (pérdida) de operación	37,030	367,401	(330,371)	(89.9)
Ingreso financiero	24,484	31,557	(7,073)	(22.4)
Costo financiero	(132,861)	(120,727)	(12,134)	10.1
(Costo) rendimiento por deri. fin, neto	(18,512)	(22,259)	3,747	(16.8)
Utilidad en cambios, neto	86,930	23,660	63,270	267.4
	(39,959)	(87,769)	47,810	(54.5)
Rendimiento en la participación en los resultados de compañías	(1,158)	1,527	(2,685)	(175.8)
(Pérdida) rendimiento antes de derechos, impuestos y otros	(4,087)	281,159	(285,246)	(101.5)
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	372,813	469,934	(97,121)	(20.7)
Impuestos netos a la utilidad	(28,989)	(8,356)	(20,633)	246.9
Total de derechos, impuestos y otros	343,824	461,578	(117,754)	(25.5)
Pérdida neta	(347,911)	(180,419)	(167,492)	92.8
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Efecto por conversión	(2,696)	846	(3,542)	(418.7)
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a empleados	(309,327)	222,545	(531,872)	(239.0)
Total de otros resultados integrales	(312,023)	223,391	(535,414)	(239.7)
Resultado integral total	(659,934)	42,972	(702,906)	(1,635.7)
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora	(347,289)	(180,374)	(166,915)	92.5
Participación no controladora	(622)	(45)	(577)	1,282.2
Pérdida neta	(347,911)	(180,419)	(167,492)	92.8
Otros resultados integrales atribuibles a:				
Participación controladora	(312,026)	223,834	(535,860)	(239.4)
Participación no controladora	3	(443)	446	(100.7)
Total de otros resultados integrales	(312,023)	223,391	(535,414)	(239.7)
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	(659,315)	43,460	(702,775)	(1,617.1)
Participación no controladora	(619)	(488)	(131)	26.8
Resultado integral total	(659,934)	42,972	(702,906)	(1,635.7)

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Estado de Situación Financiera

El capital de trabajo negativo respecto a 2018 se incrementó en 156,985 millones de pesos, este comportamiento se debe principalmente a la disminución de efectivo y cuentas por cobrar y un incremento de los vencimientos de deuda a corto plazo y el saldo de proveedores.

El activo no circulante, sin considerar pozos, ductos, propiedades, planta y equipo neto, se incrementó en 86,546 millones de pesos, en particular por el reconocimiento a partir del 1 de enero de 2019 de la NIIF 16 Arrendamientos, lo cual originó el registro de un activo por derechos de uso por 70,818 millones de pesos.

Disminución en el activo fijo, principalmente por el reconocimiento de la depreciación y amortización en 137,187 millones de pesos, un deterioro de activos fijos en 97,082 millones de pesos y el efecto neto de las nuevas inversiones, bajas y traspasos por 43,532 millones de pesos.

Disminución en la deuda de largo plazo en 152,241 millones de pesos como consecuencia de las operaciones de manejos de pasivos y la apreciación del peso contra el dólar americano al cierre del ejercicio.

Aumento en beneficios a los empleados en 376,273 millones de pesos. Este incremento se debe principalmente a la disminución en la tasa de descuento la cual pasó de 9.29% al 31 de diciembre de 2018 a 7.53% al 31 de diciembre de 2019.

Con motivo del reconocimiento de la NIIF 16 Arrendamiento a partir del 1 de enero de 2019, se reconoció el registro de un pasivo por 68,149 millones de pesos.

Lo anterior se traduce en un incremento en el patrimonio negativo por 537,803 millones de pesos como resultado del efecto de las pérdidas actuariales reconocidas por 309,327 millones de pesos y la pérdida neta del ejercicio por 347,911 millones de pesos y compensado por las aportaciones del Gobierno Federal por 122,131 millones de pesos.

Estado de Situación Financiera
 Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias
 al 31 de diciembre de 2019
 conforme a Normas Internacionales de Información Financiera
 (millones de pesos)

Rubro	2019	2018	Variación	
			Importe	%
Activo				
Circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	60,622	81,912	(21,290)	(26.0)
Cuentas por cobrar, neto	185,416	205,294	(19,878)	(9.7)
Inventarios, neto	82,672	82,023	649	0.8
Instrumentos financieros derivados	11,496	22,382	(10,886)	(48.6)
Otros activos circulantes	346	1,499	(1,153)	(76.9)
Total del activo circulante	340,552	393,110	(52,558)	(13.4)
No circulante				
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	14,875	16,842	(1,967)	(11.7)
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,211,749	1,402,486	(190,737)	(13.6)
Derechos de uso	70,818	-	70,818	100.0
Documentos por cobrar a largo plazo	122,565	119,829	2,736	2.3
Impuestos diferidos	136,167	122,785	13,382	10.9
Activos intangibles	14,585	13,720	865	6.3
Otros activos	7,137	6,425	712	11.1
Total del activo no circulante	1,577,896	1,682,087	(104,191)	(6.2)
Total del activo	1,918,448	2,075,197	(156,749)	(7.6)
Pasivo				
Circulante				
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda a largo plazo	244,924	191,796	53,128	27.7
Proveedores	208,035	149,843	58,192	38.8
Impuestos y derechos por pagar	50,693	65,325	(14,632)	(22.4)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	26,055	24,918	1,137	4.6
Instrumentos financieros derivados	16,650	15,895	755	4.7
Arrendamiento a corto plazo	5,847	-	5,847	100.0
Total del pasivo circulante	552,204	447,777	104,427	23.3
No circulante				
Deuda a largo plazo	1,738,250	1,890,491	(152,241)	(8.1)
Beneficios a los empleados	1,456,815	1,080,542	376,273	34.8
Provisión para créditos diversos	98,012	101,753	(3,741)	(3.7)
Arrendamiento a largo plazo	62,302	-	62,302	100.0
Otros pasivos	4,397	9,528	(5,131)	(53.9)
Impuestos diferidos	3,677	4,512	(835)	(18.5)
Total del pasivo no circulante	3,363,453	3,086,826	276,627	9.0
Total del pasivo	3,915,657	3,534,603	381,054	10.8
Patrimonio (déficit)				
Participación controladora:				
Certificados de aportación "A"	478,675	356,544	122,131	34
Aportaciones del Gobierno Federal	43,731	43,731	-	-
Reserva legal	1,002	1,002	-	-
Resultados acumulados integrales	(240,079)	71,947	(312,026)	(433.7)
Déficit acumulado:				
De ejercicios anteriores	(1,933,107)	(1,752,732)	(180,375)	10.3
Pérdida neta del año	(347,289)	(180,374)	(166,915)	92.5
Total participación controladora	(1,997,067)	(1,459,882)	(537,185)	36.8
Total participación no controladora	(142)	476	(618)	(129.8)
Total de patrimonio (déficit)	(1,997,209)	(1,459,406)	(537,803)	36.9
Total de pasivo y patrimonio (déficit)	1,918,448	2,075,197	(156,749)	(7.6)

La suma de los parciales pueden no coincidir por redondeo.

Reserva para beneficio a los empleados al 31 de diciembre de 2019

Al 31 de diciembre de 2019, el costo de los beneficios a los empleados Costo Neto del Periodo (CNP), el cual considera los servicios prestados con la proyección de los sueldos en el futuro, aumentó en un 1.4% (1,555.3 millones de pesos), al pasar de 114,621.6 millones de pesos en 2018 a 116,176.9 millones de pesos en 2019.

El aumento de 1,555.3 millones de pesos en el CNP de los beneficios (carga a resultados), independientemente del incremento normal que sufrieron de un año a otro las obligaciones por concepto de población, edad, antigüedad, salario y prestaciones, obedece a los siguientes factores:

- La Incorporación de los beneficios de pensiones de incapacidad y muerte del trabajador activo y del pensionado por incapacidad, correspondiente a los trabajadores que están en el esquema de Cuentas Individuales (Afore).
- Las pérdidas actuariales que se generaron por el cambio del conjunto de hipótesis financieras correspondientes a:
 - Decremento en la Tasa de Descuento y de Rendimiento de los Activos del plan, de 9.29% a 7.53%.
 - Decremento del 18.48% en la actualización de la cuota plana de servicios médicos (de 19,533.00 pesos a 15,923.00 pesos), combinado con un incremento en los derechohabientes (de 669,358 a 736,779).

Al 31 de diciembre de 2019, el pasivo acumulado por concepto de beneficios a los empleados,

aumentó en un 34.8% (376,273.3 millones de pesos), al pasar de 1,080,542.0 millones de pesos a 1,456,815.4 millones de pesos. El incremento corresponde al reconocimiento del Costo Neto del Período, Pérdidas Actuariales, Aportaciones realizadas al Fondo Laboral PEMEX – FOLAPE (Activos del Plan) y los pagos efectuados por concepto de los servicios médicos y hospitalarios otorgados a los jubilados y sus beneficiarios, así como a los pensionados post mortem por 5,733.6 millones de pesos en 2019 y 5,543.1 millones de pesos en 2018.

Las pérdidas/(ganancias) actuariales⁹, correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo por 319,947.6 millones de pesos y (231,500.4 millones de pesos), generadas al cierre del ejercicio 2019 y 2018, respectivamente, se registraron en el Resultado Integral del Estado de Situación Financiera (Patrimonio), las cuales reflejan el efecto del decremento en las tasas de descuento y de rendimiento de los activos del plan y cuyo monto de pérdida acumulada al cierre del ejercicio 2019 fue de 297,274.1 millones de pesos comparado con una utilidad acumulada al cierre del ejercicio 2018 de 22,673.4 millones de pesos.

En 2019, Pemex proporcionó información detallada sobre la población derechohabiente de servicios médicos, de tal forma que la valuación se desarrolló con un costo acorde a la edad de cada derechohabiente y tipo de beneficiario; anteriormente se consideraba la edad del titular y se estimaba cuantos familiares por titular estaban cubiertos.

9 Conforme a las disposiciones de la Norma Internacional de Contabilidad 19 (Revisada), las (Ganancias) y/o Pérdidas Actuariales correspondientes a los Beneficios por Retiro y Post Empleo se reconocen en su totalidad en el Resultado Integral del Estado de Situación Financiera (Patrimonio); sin embargo, este mismo renglón en los Beneficios a Largo Plazo, se deberá reconocer en el Estado de Resultados Integral de cada ejercicio. El renglón denominado (Ganancias) / Pérdidas Actuariales considera todas y cada una de las variaciones entre los supuestos o hipótesis utilizadas en la valuación actuarial y los realmente ocurridos.

7.2 Política de financiamiento y estado de la deuda documentada

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con fundamento en el artículo 106 fracción I de la Ley de Petróleos Mexicanos, aprobó la propuesta global de financiamiento para el ejercicio fiscal 2019 mediante acuerdo CA-105/2018 de la sesión 929 ordinaria del 13 de julio de 2018, con el fin de incorporarlo en un apartado específico de la Iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación.

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2019, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2018,

en su artículo segundo establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta 4,350 millones de pesos y un monto de endeudamiento neto externo de hasta 5,422.5 millones de dólares de los Estados Unidos, con la posibilidad de contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando el endeudamiento adicional se sustituya por una reducción equivalente en el otro tipo de endeudamiento.

Estructura de la deuda al 31 de diciembre de 2019

En 2019, Pemex implementó una estrategia de refinanciamientos de deuda que obtuvo reconocimientos como “Mejor Bono Latinoamericano del Año” conforme a *International Financing Review*; así como “Mejor Bono Cuasi-Soberano del Año” y “Mejor Préstamo Sindicado del Año” conforme a *Latin Finance*, publicaciones líderes en inteligencia de mercados a nivel mundial. Asimismo, las agencias calificadoras reconocieron la importancia de estas operaciones, pues permitieron mejorar la liquidez de la empresa.

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, de tasa, así como el perfil de vencimientos del portafolio al 31 de diciembre de 2019, se especifican a continuación.

Por tipo de moneda

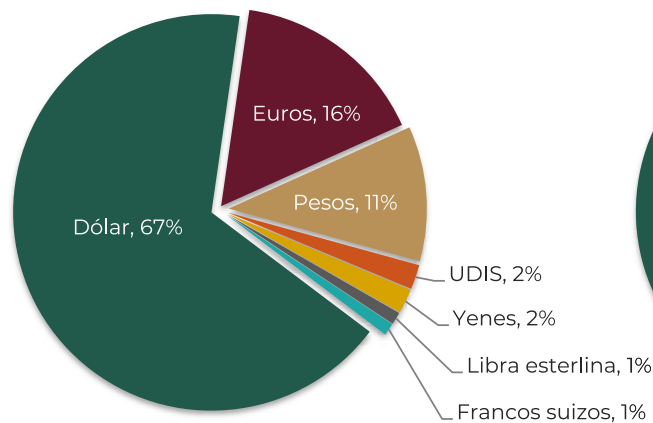
Para mitigar el riesgo cambiario, Pemex adoptó una estrategia de cobertura con Instrumentos Financieros Derivados, mediante los cuales se convierten a dólares los créditos en divisas distintas al dólar.

El resto de la deuda está contratada en pesos y en Unidades de Inversión (UDIs), no obstante, para estos últimos la totalidad se ha convertido a pesos, por medio de Instrumentos Financieros Derivados, a fin de eliminar el riesgo inflacionario.

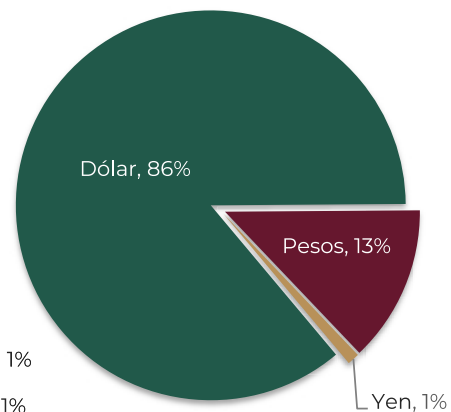
El resultado de la implementación de esta estrategia es el siguiente:

Composición de la deuda (al 31 de diciembre de 2019)

Deuda por moneda de contratación



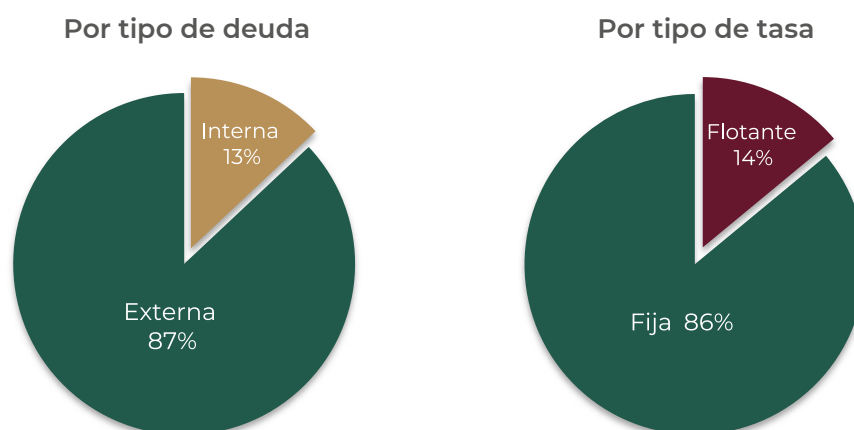
Por exposición al riesgo



Por tipo de tasa

En 2019 se continuó con el mismo esquema de 2018, donde el 86% de la deuda de Petróleos Mexicanos está contratada en tasa fija, para así mitigar el impacto de la volatilidad en el portafolio de deuda ante un escenario de movimientos en las tasas de referencia. En cuanto al tipo de deuda, Pemex tiene contratada en moneda nacional (deuda interna) el 13% de su deuda, de esta manera se privilegia la oportunidad de desarrollo del mercado interno en la estrategia de colocación de bonos.

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

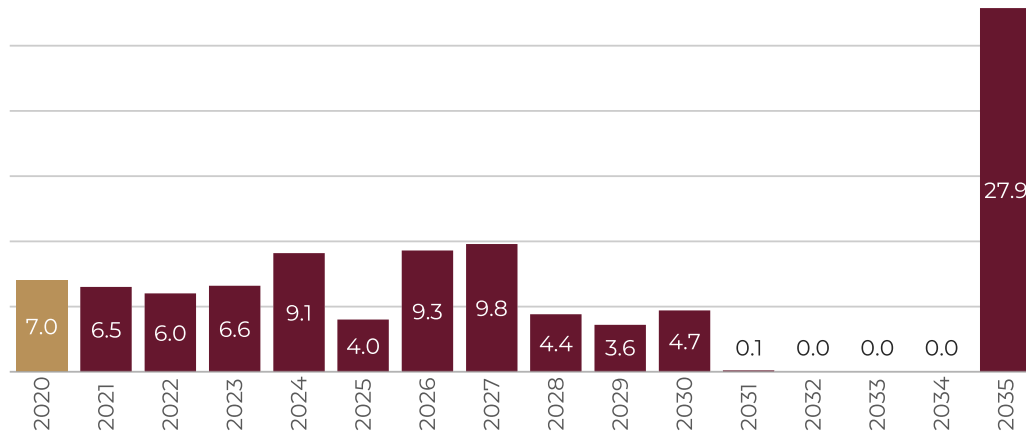


Perfil de vencimientos

En 2019 se mantuvo un monitoreo constante de la evolución de los perfiles de vencimiento de las amortizaciones de la deuda contratada por Pemex, para así evitar que se presentaran situaciones que pudieran representar una presión sobre los presupuestos anuales de la entidad. Adicionalmente, se realizaron operaciones de manejo de pasivos que permitieron extender la vida media de los vencimientos de deuda contratada y promover la adecuada gestión de la estructura de financiamiento.

Perfil de vencimiento al 31 de diciembre de 2019¹

103.5 miles de millones de dólares



* No incluye créditos revolventes ni créditos a corto plazo.

Notas: 1 Proyección elaborada con base en el saldo al 31 de diciembre de 2019 por 103.5 miles de millones de dólares, utilizando los tipos de cambio del 31 de diciembre de 2019 para la conversión a dólares de todas las monedas, así como el tipo de cambio para la conversión de pesos a dólar 1USD=18.8452 MXN.

Disposiciones y amortizaciones

Deuda interna

Al cierre de 2019, el saldo de la deuda interna de Pemex fue de 258,626.9 millones de pesos¹⁰, monto inferior en 10,426.8 millones de pesos respecto al cierre de 2018, que fue de 269,053.6 millones de pesos. Estas cifras fueron el resultado de las siguientes acciones:

- Desendeudamiento neto interno por 12,065.5 millones de pesos, derivado de disposiciones por 311,500.4 millones de pesos y amortizaciones por 323,565.9 millones de pesos,
- Ajustes contables al alza por 1,644.0 millones de pesos, resultado del efecto inflacionario de la deuda interna indizada y
- Consolidación de otros adeudos de las Empresas Filiales por -5.3 millones de pesos.

¹⁰ No incluye intereses devengados por 3,293.4 millones de pesos.

De la deuda interna de Pemex, el 63% se encuentra contratado a tasa fija y el 37% a tasa variable.

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de deuda interna:

Perfil de amortizaciones de la deuda interna de Petróleos Mexicanos (millones de pesos)						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025→
Total	70,531.8	32,644.1	10,434.4	6,991.8	67,981.7	70,043.31
Certificados bursátiles	25,085.5	24,187.7	-	-	62,471.3	63,053.6
Créditos bancarios	8,438.4	8,445.7	10,420.5	6,974.3	5,489.1	6,829.8
Crédito revolvente ¹	37,000.0	-	-	-	-	-
Otros	7.9	10.7	13.9	17.4	21.3	159.7

¹ La proyección fue elaborada con base en el saldo contractual al 31 de diciembre de 2019, utilizando para el caso de la UDI el valor al 31 de diciembre de 2019 de 1 UDI = 6.39902 pesos.

Deuda externa

Al cierre de 2019, el saldo de la deuda externa de Pemex ascendió a 89,752.3 millones de dólares¹¹ (equivalente a 1,691,400.4 millones de pesos utilizando el tipo de cambio de 18.8452 pesos por dólar, registrado al cierre de diciembre de 2019), monto inferior en 671.3 millones de dólares respecto al cierre de 2018. Esta variación fue el resultado de:

- Desendeudamiento neto externo de 804.5 millones de dólares como resultado de disposiciones por 26,941.4 millones de dólares y amortizaciones por 27,745.9 millones de dólares.
- Ajustes contables negativos por 732.4 millones de dólares, que se debieron a la variación de la cotización del dólar con respecto a otras monedas en que se encuentra contratada la deuda y consolidación de otros adeudos de las Empresas Filiales por 865.6 millones de dólares.

¹¹ No incluye intereses devengados por 1,581.9 millones de dólares.

El 89% de la deuda externa de Pemex se contrató a tasa fija y el 11% restante a tasa variable.

La tabla siguiente muestra el perfil de vencimientos de deuda externa:

Perfil de amortizaciones de la deuda externa de Petróleos Mexicanos (millones de dólares)						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025→
Total	7,495.0	4,805.2	5,435.7	6,279.0	5,517.3	60,220.1
Mercado de capitales	3,838.5	3,965.5	4,712.6	5,129.6	2,638.7	58,472.9
Créditos bancarios	690.8	56.3	47.9	788.1	2,514.7	-
ECA ¹	480.4	576.7	483.4	174.2	173.6	295.4
Arrendamiento financiero	165.4	168.3	151.2	143.7	146.3	1,067.4
Otros	87.1	38.3	40.6	43.4	44.0	384.5
Crédito revolvente ²	2,232.9	-	-	-	-	-

1 Los créditos asegurados o garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación son denominados ECA, por sus siglas en inglés.

2 Las líneas de crédito revolventes tienen vencimiento en enero de 2020.

Manejo de liquidez

El 14 de noviembre de 2019, Pemex suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de 28,000 millones de pesos con plazo de tres años. La contratación de esta línea fue la renovación del crédito sindicado revolvente por 20,000 millones de pesos que tuvo vencimiento el 19 de noviembre de 2019.

Considerando lo anterior, Pemex cuenta con líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez hasta por un total de 7,450 millones de dólares y 37,000 millones de pesos.

Al 31 de diciembre de 2019, se tenían dispuestos 670 millones de dólares de las líneas de crédito en moneda extranjera y 21,000 millones de pesos dispuestos de las líneas en moneda nacional; así como 1,562.9 millones de dólares correspondiente a las Empresas Filiales.

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 2019, 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 -65,445 millones de pesos en flujo de efectivo. Este balance consideró ingresos totales por 1,967,488 millones de pesos, egresos por 1,907,798 millones de pesos y un costo financiero neto de 125,135 millones de pesos.

Al cierre del ejercicio presupuestal, el balance financiero registrado fue de 27,213 millones de pesos, lo que representó una mejora de 92,658 millones de pesos respecto al monto aprobado. Lo anterior es resultado de un menor ejercicio de gasto programable por 83,875¹² millones de pesos y un decremento en el costo financiero por 9,299 millones de pesos, así como menores ingresos propios por 517 millones de pesos. Cabe destacar la aportación patrimonial que realizó la SHCP para la gestión de pasivos de la deuda de mercado por 97,131 millones de pesos.

Variables macroeconómicas

El presupuesto aprobado en 2019 por el Congreso consideró un precio de la MME de 55 US\$/b por barril y un tipo de cambio de 20 pesos por dólar. El entorno macroeconómico observado al cierre del año registró una mejora en el precio de la MME alcanzando 55.63 US\$/b y una disminución en el tipo de cambio cerrando en un promedio de 19.26 pesos por dólar.

¹² Incluye el resultado neto de operaciones ajenas por -3,283 millones de pesos.

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativo

Ejercicio Presupuestal. Flujo de Efectivo Consolidado

(millones de pesos)

Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Corporativo								
Ejercicio presupuestal. Flujo de efectivo consolidado								
(millones de pesos)								
Concepto	2018	2019 ¹				Variación (%)		
	Ejercicio	Programa (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Dif. (3-1)	Ejer/ Prog	Ejer/ Mod	19/18 Real ²
Ingresos	2,027,581	1,967,488	1,898,170	1,899,770	-67,718	-3.4	0.1	-9.6
Ventas nacionales	1,395,897	1,427,334	1,274,458	1,275,045	-152,289	-10.7	0.0	-11.9
Ventas exteriores	570,789	460,062	466,723	466,681	6,619	1.4	0.0	-21.1
Venta servicios	16,799	30,697	12,116	12,270	-18,427	-60.0	1.3	-29.5
Otros ingresos	44,096	49,394	144,873	145,774	96,380	195.1	0.6	219.0
Tasa negativa IEPS	0	0	0	0	0	n.r.	n.r.	n.r.
Otros ingresos diversos	44,096	49,394	144,873	145,774	96,380	195.1	0.6	219.0
Subsidios y transferencias	0	0	0	0	0	n.r.	n.r.	n.r.
Egresos	1,967,336	1,907,798	1,755,741	1,756,722	-151,076	-7.9	0.1	-13.8
Gasto programable	376,376	464,602	379,630	380,726	-83,875	-18.1	0.3	-2.4
Corriente	136,738	127,967	128,098	127,660	-308	-0.2	-0.3	-9.9
Pensiones y jubilaciones	56,145	63,565	54,897	54,886	-8,679	-13.7	0.0	-5.7
Inversión	188,693	273,069	201,723	201,463	-71,606	-26.2	-0.1	3.0
Op. ajenas netas	-5,200	0	-5,088	-3,283	-3,283	n.r.	n.r.	-39.1
Mercancía para reventa	657,990	532,106	500,493	500,917	-31,189	-5.9	0.1	-26.5
Impuestos indirectos	400,749	391,267	443,925	443,943	52,676	13.5	0.0	6.9
Impuestos directos	532,221	519,823	431,693	431,136	-88,687	-17.1	-0.1	-21.8
Balance primario	60,246	59,690	142,429	143,049	83,359	139.7	0.4	129.1
Costo financiero	122,057	125,135	117,303	115,836	-9,299	-7.4	-1.3	-8.4
Balance financiero	-61,811	-65,445	25,126	27,213	92,658	-141.6	8.3	-142.5
Ingresos propios³	436,621	524,292	522,059	523,775	-517	-0.1	0.3	15.7
Endeudamiento neto	52,391	112,800	-24,634	-29,989	-142,789	-126.6	21.7	-155.2
Disposiciones	513,061	244,398	839,532	833,255	588,857	240.9	-0.7	56.7
Amortizaciones	460,670	131,598	864,167	863,244	731,646	556.0	-0.1	80.8
Incremento(uso)caja	-9,421	47,355	492	-2,776	-50,131	-105.9	-664.6	-71.6

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

1 Cifras de Cuenta Pública.

2 Se aplicó un factor de 1.0364, 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 mostraron un monto inferior por 67,718 millones de pesos respecto a los programados en el presupuesto, lo que representó en términos relativos una disminución del 3.4%. Como resultado de una mayor contribución en otros ingresos por 145,774 millones de pesos compuesta principalmente por la aportación patrimonial de 97,131 millones de pesos para la transacción de pasivos de la deuda de mercado; así como por cobros de dividendos a filiales, dentro de los que destacan los recibidos del Grupo PMI por 5,445 millones de pesos, los de *KOT Insurance Company* por 3,550 millones de pesos y los del Grupo MexGas por 2,235 millones de pesos; en segundo término se observó un incremento en las ventas externas con 6,619 millones de pesos, al haber registrado un mayor volumen de ventas de petróleo crudo por 14.7 Mbd a un precio 0.45 dólares/barril por encima de lo presupuestado. En contraposición, las ventas internas mostraron 152,289 millones de pesos por debajo de lo programado, producto de las variaciones en las referencias que impactan en los precios productor de los combustibles automotrices (gasolinas y diésel). Finalmente, las ventas de servicios presentaron un decremento por 18,427 millones de pesos, debido a la disminución en las ventas a CENAGAS por servicios de operación, mantenimiento y administración de ductos y a *Tesoro México Supply* por servicios de la reserva de capacidad a terceros y por el servicio de almacenamiento.

Egresos

Gasto programable

El ejercicio de gasto programable presentó una disminución por 83,875 millones de pesos respecto del programa autorizado, resultado principalmente por un gasto de inversión menor en 26.2% y de una disminución en el uso de recursos en el rubro de pensiones y jubilaciones en 13.7%. Asimismo, las operaciones ajenas registraron un resultado favorable por 3,283 millones de pesos.

Durante 2019, se gestionaron tres adecuaciones presupuestales que requirieron la autorización del Consejo de Administración, así como 15 movimientos compensados que dieron como resultado un gasto programable modificado de 379,630 millones de pesos.

Gasto no programable

—●— **MERCANCÍA PARA REVENTA.** El importe total de 500,917 millones de pesos resultó inferior en 31,189 millones de pesos al presupuestado, consecuencia de la menor importación de productos petrolíferos (gasolina regular, diésel desulfurado, gasolina Premium, turbosina, gas natural y gas LP) por 60,985 millones de pesos y a un mayor gasto en materia prima, hidrocarburos y servicios a terceros nacionales por 29,796 millones de pesos.

—●— El pago de impuestos directos fue de 431,136 millones de pesos, menor en 88,687 millones de pesos. El 89% de la variación se origina por menor pago del DUC, explicado en parte por la aplicación del Decreto por el que se otorgaron apoyos fiscales, publicado en el DOF el pasado 24 de mayo de 2019 y cuyo objetivo fue promover beneficios adicionales que permitieran a los contribuyentes cumplir con los compromisos de producción en beneficio de las actividades de extracción de hidrocarburos del país, el 9% por el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) y el resto por otros impuestos y derechos.

—●— En lo que concierne a la carga fiscal indirecta, el importe total fue de 443,943 millones de pesos, resultando superior en 52,676 millones de pesos al esperado en el presupuesto. Dicha variación se compone de mayor pago de IEPS en 83,519 millones de pesos compensado con menor pago de IVA en 30,843 millones de pesos.

—●— **COSTO FINANCIERO.** El costo financiero neto registró un descenso de 9,299 millones de pesos con relación al monto presupuestado, resultado de los mayores ingresos por operaciones con instrumentos financieros asociados a producto, por intereses ganados derivado de los intereses obtenidos por la monetización anticipada de pagarés por concepto de pasivo laboral, como parte de los beneficios otorgados a Pemex por el Gobierno de la República y el premio ganado por el intercambio de bonos en PEP.

Indicador del Plan de Negocios					
Indicador	Resultados observados		Meta 2019	Var. (%) 2019 observado vs meta	
	2018	2019			
Balance financiero (MMM\$)	-61.8	27.2	-55.1	149.4	↑
Saldo acumulado de la deuda documentada (MMM\$)	2,082	1,983	2,008	-1.2	↓

Ejercicio de inversión en flujo de efectivo

(millones de pesos)

2018		2019				Variación (%)		
EPS	Ejercicio	PEF (1)	Modificado (2)	Ejercicio (3)	Diferencia (3-1)	Ejer/Prog	Ejer/Mod	19/18 Obsv ^{a)}
Total	188,693.0	273,069.2	201,722.8	201,463.3	-71,605.9	-26.2	-0.1	3.0
Pemex Exploración y Producción ^{b)}	162,995.7	213,462.0	183,935.2	183,769.8	-29,692.2	-13.9	-0.1	8.8
Pemex Transformación Industrial ^{c) d)}	18,001.5	57,800.2	13,701.3	13,677.3	-44,122.9	-76.3	-0.2	-26.7
Pemex Fertilizantes ^{e)}	1,760.9	500.0	1,739.3	1,709.3	1,209.3	241.9	-1.7	-6.3
Pemex Logística	5,042.2	1,200.0	2,156.7	2,117.7	917.7	76.5	-1.8	-59.5
Corporativo ^{f)}	892.7	107.0	190.3	189.3	82.3	76.9	-0.5	-79.5

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

a) Se aplicó un factor de 1.0634, conforme al Índice de Precios al Consumidor (INPC).

b) Para fines de presentación se incluye la empresa Perforación y Servicios a Exploración y Producción.

c) Para fines de presentación se incluye la empresa Etileno a Transformación Industrial.

d) Incluye inversión financiera en 2019 por 4,560.2 millones de pesos, tanto en el modificado como en el ejercicio.

e) Incluye inversión financiera en 2018 por 1,429.4 millones de pesos. En 2019 incluye inversión financiera por 1,507.1 millones de pesos tanto en el modificado como en el ejercicio.

f) Incluye inversión financiera en 2018 por 0.2 millones de pesos.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2019 asociados a proyectos de inversión

Al cierre de 2019, Pemex contaba con 1,390 contratos vigentes asociados a proyectos de inversión, por un monto total de 170,505 millones de pesos mexicanos, 58,751 millones de dólares estadounidenses, 684 millones de euros, 23 millones de libras esterlinas y 6 millones de coronas noruegas.

Contratos vigentes al 31 de diciembre de 2019									
	Número de contratos en 2018	Monto de contratos a diciembre 2018 ¹		Número de contratos en 2019	Monto de contratos a diciembre 2019 ¹				
		(millones)			(millones)				
		Pesos	Dólares		Pesos	Dólares	Euros	Libras esterlinas	Coronas noruegas
Total	870	138,907	95,582	1,390	170,505	58,751	684	23	6
Pemex Exploración y Producción	517	122,806	47,663	876	162,623	58,106	676	23	0
Pemex Perforación y Servicios	148	8,487	13,467	8	89	8	0	0	0
Pemex Transformación Industrial	97	4,048	33,641	473	4,311	88	8	0	0
Pemex Logística	69	2,257	803	30	3,319	451	1	0	6
Pemex Etileno	34	1,161	8	1	61	0	0	0	0
Pemex Fertilizantes	5	149	0	1	103	0	0	0	0
Corporativo	0	0	0	1	0	97	0	0	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, 206 fueron modificados a través de convenios. De los convenios modificatorios realizados durante 2019, 125 correspondieron a modificaciones en plazo, 37 en monto, 44 en monto y plazo.

Convenios modificatorios en 2019					
	En plazo	En monto	En plazo y monto	En alcance	Total
Total	125	37	44	0	206
Pemex Exploración y Producción	106	35	39	0	180
Pemex Perforación y Servicios	5	0	2	0	7
Pemex Transformación Industrial	1	0	0	0	1
Pemex Logística	11	2	3	0	16
Pemex Etileno	0	0	0	0	0
Pemex Fertilizantes	1	0	0	0	1
Corporativo	1	0	0	0	1



8

GOBIERNO **CORPORATIVO**



Petróleos Mexicanos ha implementado políticas en materia de ética, integridad y combate a la corrupción, conforme a las mejores prácticas nacionales e internacionales, esto se logró gracias a nuestro gobierno corporativo y al impulso de una cultura empresarial que fortalece el cumplimiento, la ética e integridad, la transparencia, el control interno, la imparcialidad y responsabilidad en todas sus actividades.

Asimismo, en la presente administración, se ha adoptado un enfoque proactivo en materia de transparencia y el acceso a la información, fomentando una participación creciente de la sociedad y, por lo tanto, una mayor rendición de cuentas.

8.1 Sistema de Control Interno

Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, están comprometidos con el fortalecimiento y difusión del Sistema de Control Interno (SCI), el cual está alineado al Plan de Negocios de Pemex, como parte de la estrategia para incrementar la confianza y reputación ante los inversionistas nacionales y extranjeros, así como los entes reguladores.

En cumplimiento a lo establecido en el artículo 56 de la Ley de Petróleos Mexicanos, el SCI busca

proveer una seguridad razonable sobre la ejecución de las operaciones y la generación de información financiera con el cumplimiento normativo, mediante la gestión oportuna de los riesgos asociados, la verificación y/o monitoreo de los controles que los mitigan:

— Seguir el cumplimiento de los objetivos establecidos en el plan de negocios.

— Contar con controles para mitigar los riesgos de corrupción y fraude.

- Adhesión a los códigos de ética y conducta
 - Inexistencia de conflicto de intereses
 - Existencia de conflicto de intereses
 - Manifiesto de compromiso de ética profesional
 - Acuerdo de confidencialidad
- Razonabilidad al reporte financiero.
 - Eficacia, eficiencia y transparencia en las operaciones.
 - Protección de los recursos, bienes y su adecuado uso.

Adicionalmente, a partir del segundo semestre de 2019 se elabora un informe mensual, con el objetivo de dar a conocer el avance sobre:

- La atención a observaciones significativas, debilidades materiales y acciones de mejora a los Programas de Trabajo de Control Interno (PTCI).
- Las observaciones y sugerencias del Auditor Externo, así como de la Auditoría Superior de la Federación y de la Auditoría Interna, para lo cual se han implementado planes de remediación.
- Las recomendaciones emitidas por el Comité de Auditoría en sus Informes sobre el Estado que Guarda el Sistema de Control Interno de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales.

Asimismo, con los PTCI se da seguimiento a las acciones de mejora derivadas de los resultados de las evaluaciones a los controles internos, así como de las recomendaciones formuladas por el Consejo de Administración de Pemex, el Comité de Auditoría o cualquier otro órgano de vigilancia:

Programas de Control Interno (PTCI)	2018	2019
Total	521	473

Por otra parte, se han establecido mesas de trabajo para dar seguimiento a las recomendaciones derivadas de las auditorías de los despachos externos a los estados financieros de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

Cumplimiento a la Ley Sarbanes-Oxley (SOX)

Pemex como emisor de bonos de circulación general entre inversionistas extranjeros, debe dar cumplimiento a esta Ley, reportando información financiera a la *Securities and Exchange Commission* (SEC).

Para cumplir con los requerimientos establecidos por la Ley SOX, en la sección 404, se realizan actividades en materia de control interno sobre la información financiera:

- Recorridos en las áreas operativas y financieras, en donde se identifican las actividades del proceso, los riesgos y los controles que los mitigan.
- Elaboración de matrices de control, prueba de la efectividad de los controles identificados en los recorridos y su documentación.
- Certificación del control interno sobre la información financiera, que se presenta en la Forma 20-F¹³ a la *Securities and Exchange Commission* (SEC).

Administración de Riesgos Empresariales

Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias cuentan con un modelo integral de administración de riesgos denominado Marco de Administración de Riesgos Empresariales (MARE) y, a partir de 2018 con Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales.

Adicionalmente, una parte fundamental para el desarrollo de su Plan de Negocios 2019-2023, consiste en la identificación e incorporación de los riesgos que podrían afectar significativa-

mente el cumplimiento de los objetivos estratégicos establecidos. En ese sentido, para cada uno de los diez riesgos estratégicos contemplados, se identificaron las causas internas o externas que podrían incidir en su materialización elaborando distintos escenarios de riesgos.

Al 31 de diciembre de 2019, Pemex tiene un inventario de 20 riesgos relevantes, incluidos los estratégicos, que, en caso de materializarse, afectarían el logro de los objetivos de la empresa.

¹³ El objetivo del reporte 20-F es estandarizar los requisitos de presentación de informes de las empresas con sede en el extranjero para que los inversores puedan evaluar estas inversiones junto con las acciones nacionales.

Riesgos relevantes	
Estratégicos	1 Restitución de reservas
	2 Producción de crudo y gas
	3 Captación, refinanciamiento y liquidez
	4 Recursos financieros
	5 Proyectos de inversión
	6 Comerciales y abasto
	7 Robo de hidrocarburos y equipos
	8 Confiabilidad y mantenimiento
	9 Seguridad industrial y protección ambiental
	10 Corrupción
	11 Contractuales
	12 Asegurables
	13 Continuidad del negocio
	14 Crédito comercial y contraparte
	15 Ejecución de procesos
	16 Legal
	17 Regulatorio
	18 Reputacional
	19 Tecnologías de información
	20 Planeación y gobernanza

Durante 2019, las Agencias Calificadoras Internacionales (v.g. *S&P*, *Moody's* y *Fitch*) han expresado preocupación por los siguientes hechos: la pesada carga fiscal de Pemex; el monto total de la deuda y la relación entre la deuda de la compañía y las reservas probadas; el significativo aumento del endeudamiento en los últimos años; el flujo libre de efectivo negativo; la declinación natural de ciertos campos petroleros y la menor calidad del petróleo crudo; el monto de endeudamiento no fondeado para las pensiones de retiro y las primas de antigüedad; la resistencia de los gastos de operación a pesar de la fuerte caída de los precios del petróleo que comenzó a finales de 2014; la posibilidad de que el presupuesto para gastos de capital

sea insuficiente para mantener y explotar las reservas; y la intervención del Gobierno de México en la empresa en lo que respecta a la estrategia, el financiamiento y la gestión.

En particular, el riesgo denominado Captación, Refinanciamiento y Liquidez se refiere al encarecimiento o limitación de obtención de recursos financieros para el cumplimiento de las obligaciones de deuda y/o el programa de inversión.

En 2019, como parte de la gestión en materia de seguros se lograron recuperaciones por más de 200 MMUS\$.

Transparencia

Al cierre de 2019, con la finalidad de coordinar y supervisar acciones tendientes a proporcionar información solicitada al amparo de la Ley Federal de Acceso a la Información Pública (LFTAIPI), los Comités de Transparencia tuvieron las siguientes actividades:

Comités de Transparencia*, 2019

(al 31 de diciembre)

Sujeto Obligado	No. Sesiones Ordinarias	No. Sesiones Extraordinarias	Asuntos Atendidos
Total	157	124	2,300
Petróleos Mexicanos	45	12	1,585
Pemex Exploración y Producción	42	21	252
Pemex Perforación y Servicios	1	7	11
Pemex Transformación Industrial	37		313
Pemex Logística	10	83	93
Pemex Etileno	10	1	22
Pemex Fertilizantes	12		24

Fuente: Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI), 2020.

* Los asuntos de los Sujetos Obligados Indirectos son atendidos por parte de los Comités de Transparencia de Pemex y EPS. Durante el año 2019, la ventanilla de Pemex Cogeneración y Servicios continuó operando aun cuando se emitió el 27 de julio de 2018, la declaratoria de liquidación y extinción de la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Cogeneración y Servicios, en el Diario Oficial de la Federación, los asuntos requeridos fueron atendidos por parte de Pemex Transformación Industrial.

Pemex, sus EPS y Sujetos Obligados Indirectos, recibieron un total de 10,047 solicitudes de acceso a la información, y se dio respuesta a 9,121 solicitudes, que incluyen las recibidas en 2019 y las que se encontraban en proceso del año inmediato anterior, quedando en proceso un total de 1,182.

Solicitudes de información recibidas y atendidas al amparo de LFTAIP y de la LGTAIP del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019

Sujeto obligado	Recibidas	Atendidas ¹
Total	10,047	9,121
Petróleos Mexicanos	5,229	4,604
Pemex Exploración y Producción	1,685	1,630
Pemex Perforación y Servicios	345	345
Pemex Transformación Industrial (Pemex TRI)	1,058	856
Pemex Logística	741	696
Pemex Cogeneración y Servicios ²	16	16
Pemex Etileno	176	179
Pemex Fertilizantes	200	198
Fondo Laboral Pemex (Pemex)	165	165
Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (Pemex)	30	30
Colonia Petrolera José Escandón (Pemex)	106	106
Terrenos para Industrias S.A. (Pemex TRI)	148	148
Mandato Logística (Pemex Logística)	148	148

Fuente: Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI), 2020.

¹ Incluyen respuestas a solicitudes de acceso a la información del año anterior.

² Durante 2019, la ventanilla de Pemex Cogeneración y Servicios continuó operando aun cuando se emitió el 27 de julio de 2018, la declaratoria de liquidación y extinción de la EPS, denominada Pemex Cogeneración y Servicios, en el Diario Oficial de la Federación, los asuntos requeridos fueron atendidos por parte de Pemex Transformación Industrial.

Durante 2019, la capacitación en materia de transparencia, acceso a información pública y protección de datos personales logró el refrendo de los Comités de Transparencia de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, así como la certificación de los Comités de Pemex Logística y de Pemex Fertilizantes. Asimismo, se continuó con capacitaciones especializadas al personal de las Unidades de Transparencia de Pemex y sus EPS, además de una capacitación generalizada para los trabajadores de Pemex logrando una cifra histórica de 16,255 trabajadores capacitados en materia de transparencia, acceso a información pública y protección de datos personales.

Asimismo, se efectuaron en el Sistema de Portales de Transparencia del INAI (SIPOT), las cargas de información correspondientes.

Esto implicó que el total de registros, tanto principales como secundarios que actualmente genera el sistema, ascendieron a 9,750,529 en la Ley General (reporte de 2018 no acumulado) y a 6,168,276 en la Ley Federal, que considera tanto a los Sujetos Obligados Directos como Indirectos.

Además, se realizaron monitoreos continuos en la carga de información en el SIPOT, para verificar su correcta carga y actualización. Con estas acciones y la capacitación presencial y/o virtual a 352 usuarios, en el período enero a diciembre de 2019, se dio cumplimiento a las obligaciones de transparencia.

El INAI emitió los Dictámenes de Incumplimiento de Pemex y sus EPS, quienes obtuvieron los siguientes porcentajes del Índice Global de Cumplimiento en Portales de Transparencia:

Acuerdo de incumplimiento de la evaluación vinculante Ley General

Sujeto obligado	IGCPT obtenido
Petróleos Mexicanos	99.78
Pemex Exploración y Producción	99.73
Pemex Logística	99.87
Pemex Transformación Industrial	99.78
Pemex Fertilizantes	99.89

Derivado de las calificaciones obtenidas, el INAI determinó no imponer medida de apremio; sin embargo, instó a los Sujetos Obligados para que en los siguientes periodos de actualización cumplan con todas y cada una de las obligaciones de transparencia.

Modelo Operativo Basado en Administración por Procesos

A la fecha, el Catálogo Institucional de Procesos del MOBAP se integra por 12 procesos; un estratégico, cuatro sustantivos y siete de soporte:

Proceso Estratégico

1. Dirección del Negocio

Procesos Sustantivos

2. *Upstream*
3. *Downstream*
4. Comercialización
5. Logística

Procesos de Soporte

6. Administración de Recursos Humanos
7. Administración de la Información
8. Financiero
9. Procura y Abastecimiento
10. Administración Patrimonial
11. Desarrollo Sustentable, Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental
12. Confiabilidad de Activos

Durante 2019 se incorporó en el Plan de Negocios 2019-2023 la estrategia para mejorar y simplificar los procesos institucionales e identificar y adoptar mejores prácticas a través de la administración por procesos, con el fin de facilitar la consecución de los objetivos de dicho Plan.

Como parte de la implementación de dicha estrategia, se identificaron problemáticas y propuestas de solución, que se integraron en 13 iniciativas de mejora a los procesos del MOBAP, correspondientes a Dirección del Negocio, Financiero, Procura y Abastecimiento, *Downstream*, Logística, Comercialización y DSSSTPA; las cuales se enlistan a continuación:

Iniciativas en ejecución

- Alineación del Programa Anual de Contrataciones con el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo, el Plan Quinquenal Operativo y el Plan de Negocios.
- Establecimiento de metodología, procedimiento, conciliación y control para medición y balance de hidrocarburos y petrolíferos.
- Definición y reducción de tiempos para la elaboración de estudios de mercado y sanción jurídica de los contratos.
- Definición de criterios, actividades, tiempos, responsables y normatividad aplicable para la atención de riesgos críticos A1¹⁴; con lo cual se desarrolló una primera versión de un procedimiento que identifica la interrelación de los procesos: Confiabilidad de Activos, Desarrollo Sustentable, Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (DSSSTPA), Procura y Abastecimiento y Financiero.
- Reingeniería del proceso de comercialización.
- Solución de controversias comerciales y operativas.
- Diagnóstico de necesidades y definición de la metodología para el desarrollo del Análisis de Impacto al Negocio, como parte del fortalecimiento de la continuidad de las operaciones.

Administración de riesgos y documentación de los procesos

A fin de contar con mayor certeza sobre el cumplimiento de los objetivos de los procesos y, por ende, de los objetivos del Plan de Negocios 2019-2023, se iniciaron las acciones para el fortalecimiento de la administración de riesgos de los procesos, conforme a las mejores prácticas establecidas en el Marco de Administración de Riesgos Empresariales. Al respecto, se analizó un universo de 533 riesgos de proceso, junto con sus 712 factores de riesgo y sus 650 controles definidos para los 12 procesos que conforman el Catálogo Institucional, identificando diversas oportunidades de mejora que serán instrumentadas a lo largo de 2020.

¹⁴ Son aquellos riesgos que pudieran originar una inminente pérdida de contención (fuga/derrame) de hidrocarburos o sustancias químicas peligrosas en activos, sistemas, equipos y/o componentes de proceso, que presenten condiciones críticas de integridad estructural o mecánica, y cuyas consecuencias sean de graves a catastróficas con afectaciones al personal, a la población, al medio ambiente, pérdida o diferimiento de la producción; así como daños a las instalaciones.

Además, con el propósito de fortalecer la cultura de administración de riesgos de los procesos, se impartieron 11 cursos a personal adscrito a la Dirección Corporativa de Administración y Servicios, a la Dirección Corporativa de Finanzas y a las Empresas Productivas Subsidiarias.

8.2 Responsabilidad social corporativa

En apoyo a la política social y de desarrollo económico del Gobierno de la República en lo relativo al proyecto Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec, se aprobó la enajenación a título gratuito del inmueble denominado Gavilán de Allende ubicado en el Puerto de Pajaritos en Coatzacoalcos, Veracruz con superficie de 233 hectáreas a favor del Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec.

Pemex estrecha su vínculo con las comunidades y grupos de interés a través de la implementación de cuatro herramientas vertebrales, en donde la inversión social ejercida en 2019 ascendió a 2 mil 321.4 millones de pesos, distribuidos de la siguiente manera:

- Donaciones de combustibles y asfalto: 1,438.3 millones de pesos.
- Obras, acciones y/o programas del Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA): 824.92 millones de pesos.
- Obras de Beneficio Mutuo (OBM): 6.9 millones de pesos.
- Cláusulas de Desarrollo Sustentable de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP): 51.3 millones de pesos.

La inversión social por entidad se distribuye de mayor a menor en los estados donde Pemex mantiene la mayor parte de las operaciones de su cadena de valor, con énfasis particular en exploración y producción, como se muestra en la siguiente tabla:

Inversión Social por Entidad (miles de pesos)					
Entidad	Donaciones	PACMA	CIEPS	OBM	Inversión total
Total	1,438,251	824,924	51,312	6,909	2,321,396
Tabasco	219,658	326,621		3,269	549,548
Veracruz	248,924	241,301	22,015		512,240
Campeche	352,901	117,002			469,903
Tamaulipas	128,978	7,938	11,951		148,868
Chiapas	84,414	32,001		3,639	120,054
Puebla	56,366	16,291	17,346		90,003
Hidalgo	75,126	14,850			89,975
Oaxaca	74,398	15,502			89,900
Guanajuato	38,179	9,972			48,151
Nuevo León	37,078	10,721			47,799
Coahuila	12,852	2,135			14,987
San Luis Potosí	1,801				1,801
Varios*		30,591			30,591
Resto Entidades	79,956				79,956
Dependencias Federales	27,621				27,621

* Se refiere a cédulas de gestión inmediata.

9

EVALUACIÓN DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN SOBRE LA EJECUCIÓN DE LOS **PROGRAMAS ANUALES DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2019**



Con fundamento en el artículo 113, fracción V, de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emite la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Petróleos Mexicanos por el ejercicio 2019, 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 2019.

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, el Consejo de Administración emite su evaluación y consideraciones sobre el grado de cumplimiento de los programas anuales por el ejercicio 2019.

Contexto de los Programas Anuales 2019

Para el ejercicio 2019, mediante acuerdo CA-007/2020, del 11 de febrero de 2020, 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 2019-2023 (Plan de Negocios), aprobado por el CAPEMEX en julio de 2019.
- Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2019, aprobado por el CAPEMEX en febrero de 2019; 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 2019.

Presupuesto autorizado y ajustes

- Informe sobre el Presupuesto de Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias para el ejercicio 2019, aprobado por el Congreso de la Unión y autorización de los calendarios de presupuesto; el CAPEMEX tomó conocimiento del presupuesto autorizado a PEMEX en febrero de 2019, 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.
- Propuesta global de financiamiento de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias para el ejercicio presupuestal 2019.

Implementación de la estrategia

- Avance y resultados de las acciones emprendidas en Exploración y Producción.
- Avance en la implementación de oportunidades de Negocios.
- Implementación del Plan de Trabajo de la Reingeniería Corporativa de Empresas Filiales.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

- Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2019 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias. En febrero de 2019, el CAPEMEX tomó conocimiento de este programa, el cual considera las acciones encaminadas al uso austero de los recursos.
- Programas anuales de enajenación de bienes muebles e inmuebles. El CAPEMEX tomó conocimiento de ambos programas en marzo de 2019.

Contexto del entorno

Durante 2019, el precio promedio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) se ubicó en 55.6 US\$/b, lo que implicó una reducción de 9.3% con relación al 2018. Por su parte, los precios del crudo Istmo y Maya promediaron, respectivamente, 60.4 US\$/b y 55.8 US\$/b, lo que por su parte implica reducción respecto al año previo de 6.4% y 9.2%.

Como resultado de un exceso de oferta acompañado de una desaceleración de la demanda mundial de crudo, derivado de la incertidumbre ocasionada por la menor tasa de crecimiento económico mundial, durante los dos últimos meses de 2018 el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) se redujo, teniendo un resultado mínimo puntual el 2 de enero de 2019 con 43.7 US\$/b. A pesar de una ligera recuperación posterior, el entorno de precios bajos se mantuvo al inicio del año, impactando negativamente en los ingresos por exportación de crudo y en la caída de los márgenes de productos petrolíferos. Sin embargo, a lo largo de los siguientes meses, el precio de la MME se recuperó, alcanzando un valor máximo mensual de 61.9 US\$/b en el mes de abril.

Los precios de la MME presentaron en enero de 2019 el nivel mínimo, derivado de un exceso de producción acompañado de una desaceleración de la demanda mundial de crudo por la incertidumbre provocada por la menor tasa de crecimiento económico mundial.

Por su parte, durante el segundo semestre de 2019 inició un nuevo proceso de disminución en el precio de la MME, alcanzando su valor mínimo mensual del 2019 en agosto con un precio de 49.5 US\$/b, ocasionado por la escalada del conflicto comercial entre Estados Unidos y China, afectando a la baja las tasas de crecimiento de la demanda mundial.

De enero a marzo, los precios de la MME superaron al *West Texas Intermediate* (WTI), su principal marcador, como consecuencia de la revaloración de los crudos mexicanos, principalmente de los crudos pesados, debido a una reducción en su oferta por parte de Irán y Venezuela, a consecuencia de las sanciones económicas que les fueron aplicadas por Estados Unidos.

Con relación al gas natural, el precio promedio del *Henry Hub*, mismo que constituye la referencia para este hidrocarburo, disminuyó 19% con relación a 2018, ubicándose en 2.57 US\$/MMBTU y mostrando valores mínimos comparables a los presentados en marzo de 2016. Esta reducción fue resultado del incremento en la oferta por la producción de gas en EUA, que llegó a niveles históricos récord, con un volumen de 99,146 MMpcd en diciembre de 2019 y que representó un incremento de 10.3%, con relación al 2018.

Como resultado de la caída en el precio del crudo a nivel internacional, algunas de las principales empresas del sector, como *Eni*, *BP*, *Total*, *Petrobras* y *Chevron* redujeron sus gastos operativos y de inversión, en

promedio 9.3%; sin embargo, otro sector, en el que se incluyen *Repsol*, *Shell* y *ExxonMobil*, ajustaron dichos gastos al alza en 16.9% en promedio. Cabe mencionar que gran parte de las empresas del sector energético están realizando desinversiones para concentrar sus actividades en tareas que les permitan reducir costos y enfocarse en activos y/o proyectos que generen valor.

Evaluación de los Programas Anuales 2019

Durante 2019, PEMEX cumplió varias metas asociadas a las estrategias definidas en la planeación institucional, siendo los resultados más destacados el incremento de 89 MMM\$ balance financiero y la reducción en 89.3% en el volumen sustraído de combustible respecto a 2018.

Por su parte, en materia de resultados operativos, la mayor parte de las líneas de negocio mostraron un incumplimiento. La incorporación de reservas 3P fue insuficiente para cubrir el volumen extraído durante el año, y se ubicó cercano a la mitad del programa mínimo establecido en el Plan de Negocios.

El resultado conjunto de los elementos operativos deterioró los resultados financieros por la actividad sustantiva de la empresa; sin embargo, gracias a acciones del Estado, las metas financieras se cumplieron a pesar de un entorno de mercado y condiciones operativas desfavorables. De tal manera, fueron elementos exógenos a la actividad de la empresa, los que perfilaron un desempeño apropiado al evaluar el balance financiero, mismo que permite consolidar los resultados en diferentes áreas.

A continuación, se detalla la evaluación de cada uno de los programas para el ejercicio 2019:

Indicadores asociados al Plan de Negocios 2019 – 2023 y POFAT 2019

	Plan de Negocios	POFAT	Observado	Variación Plan de Negocios (%)	Variación POFAT (%)
Producción de crudo (Mbd)*	1,707	1,801	1,684	-1.4 ↓	-6.5 ↓
Proceso de crudo (Mbd)*	643	903	592	-7.9 ↓	-34.4 ↓
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce)* <i>Estrategia 2.1</i>	> 1,300	1,027	677	47.9 ↓	-34.1 ↓
Balance Financiero (MMM\$)* <i>Estrategia 1.2</i>	-55.1	-65.4	27.2 ↑	N.A.	N.A.

Indicadores asociados al Plan de Negocios 2019 – 2023












Plan de Negocios	Programado	Observado	Variación (%)
Producción de amoníaco (Mt) <i>Estrategia 7.3</i>	420	0	-100 ↓
Índice de paros no programados en Exploración y Producción (%) <i>Estrategia 5.1</i>	2	1.1	-0.9 ↓
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de Exploración y Producción (%) <i>Estrategia 5.1</i>	95	75	-20 ↓

Plan de Negocios	Programado	Observado	Variación (%)
Índice de paros no programados en el Sistema Nacional de Refinación (%) Estrategia 5.1	10.7	5.2	-5.5 ↓
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores del Sistema Nacional de Refinación (%) Estrategia 5.1	75	51	-23.6 ↓
Índice de paros no programados en los Complejos Procesadores de Gas (%) Estrategia 5.1	7	7.3	0.3 ↑
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de los Complejos Procesadores de Gas (%) Estrategia 5.1	85	29	-55.7 ↓
Índice de paros no programados en logística primaria (%) Estrategia 5.1	5	6.4	1.4 ↑
Cumplimiento del programa de reparaciones mayores de logística primaria (%) Estrategia 5.1	85	33	-51.7 ↓
Índice de paros no programados en los Complejos Petroquímicos (PTRI/ Etileno y derivados) (%) Estrategia 5.1	2	2.6	0.6 ↑
Índice de paros no programados en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque (%) Estrategia 5.1	2	10.4	8.4 ↑
Índice de atención a los riesgos críticos A1+ (%) Estrategia 5.4	100	31.8	-68.2 ↓
Índice de frecuencia* (Accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo) Estrategia 5.4	0.24	0.24	0 .00 →
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías* (MMm ³) Estrategia 10.2	30.5	30.8	1.0
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (m ³ /b) Estrategia 10.2	0.43	0.50	16.3 ↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas (tCO ₂ e/Mbpce) Estrategia 10.2	23.69	27.42	15.7 ↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías (tCO ₂ e/Mb) Estrategia 10.2	48.44	55.34	14.2 ↑
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de gas en centros procesadores (tCO ₂ e/MMpc) Estrategia 10.2	5.79	5.68	-1.9 ↓
Saldo acumulado de la deuda documentada* (MMM\$)	2,008	1,983.2	-1.2 ↓
Endeudamiento neto en términos reales (MMM\$) Estrategia 1.1	0	N.D.	N.D.
Ahorro en gasto corriente en rubros indicados (%) Estrategia 1.3	4	61.6	57.6 ↑
Ahorro en viáticos (%) Estrategia 1.3	5	56.8	51.8 ↑

* Principales indicadores del Plan de Negocios

+ Los riesgos críticos A1 corresponden a la pérdida de contención primaria en las instalaciones industriales, para el cual se han diseñado programas de atención, indicadores y metas

Indicadores asociados al POFAT 2019

POFAT	Programado	Observado	Variación (%)
Exportación de crudo (Mbd)	993	1,103	11.1 
Producción total de petrolíferos ¹ (Mbd)	894	559	-37.4 
Producción total de gasolinas (Mbd)	312	204	-34.6 
Producción total de diesel (Mbd)	232	130	-43.8 
Importación de gasolinas (Mbd)	482	528	9.5 
Importación de diesel (Mbd)	104	178	71.5 
Producción de gas natural sin nitrógeno ² (MMpcd)	3,606	3,690	2.3 
Producción de gas natural con nitrógeno ² (MMpcd)	4,321	4,816	11.5 
Producción de gas LP ³ (Mbd)	106	100.2	-5.5 
Producción de etano (Mbd)	82	76.8	-6.3 
Tasa de incorporación de reservas de hidrocarburos 3P (%)	100	110	10 

1. Gasolinas, diesel, turbosina, gas LP, gasóleos, aceite cíclico ligero, asfaltos, coque, lubricantes, aeroflex 1/2, extracto de furfural, grasas y parafinas.

2. Producción sin Estado y sin socios.

3. Incluye producción en CPGs exclusivamente.

Plan de Negocios

El Plan de Negocios emitido en julio de 2019, replanteó algunas de las metas presentadas en los programas iniciales del ejercicio, las cuales se ajustaron tomando en cuenta las condiciones enfrentadas durante el inicio del año. Por ello, la meta de producción de crudo se redujo en 94 Mbd (5.2%) y la correspondiente a proceso de crudo en 260 Mbd (28.8%).

Por su parte, dado el enfoque estratégico de las acciones definidas por este nuevo Plan, se incrementó la meta de incorporación de reservas en 273 MMbpce (26.6%).

Finalmente, reconociendo que el ejercicio de los recursos de inversión no correspondía a lo planeado, se redujo el déficit presupuestal en 10.3 MMM\$ (15.7%).

En la incorporación de reservas 3P se incumplió tanto con la meta original establecida en el POFAT como con la versión que fue ampliada para el Plan de Negocios. El volumen de reservas incorporadas se ubicó 623 MMbpce por debajo de la meta del PN y fue 350 MMbpce inferior a la correspondiente al programa inicial. Si bien este resultado adverso no afecta el desempeño corriente en la empresa, sí disminuye su perspectiva de actividad rentable a largo plazo, siempre y cuando existan perspectivas y condiciones de mercado favorables. Asimismo, el cumplimiento en los indicadores financieros incluidos en esta selección responde a la aportación de 97.1 MMM\$ realizada por el Estado en septiembre. Dichos recursos permitieron realizar el pago de deuda, por lo que el ingreso por venta se ubicó 14.7% por debajo de lo programado, mientras que los gastos de operación se redujeron 9.1%.

Respecto a los indicadores exclusivamente asociados a las estrategias del Plan de Negocios, se incluyen los considerados más representativos para la presente evaluación.

En los indicadores ambientales se observaron resultados por debajo de la meta, asociados a que el uso de recursos y generación de residuos no se ha modificado proporcionalmente a la reducción en la actividad productiva de la empresa. En términos de uso de agua en las refinerías, el volumen de agua de reúso de 30.8

MMm³ superó la meta en 0.3 MMm³, su beneficio ambiental se asocia a una mayor participación del volumen de agua cruda consumida respecto al proceso en refinerías. Los índices de emisiones de gases de efecto invernadero asociados a las actividades de extracción y producción de crudo y gas y del proceso de crudo en las refinerías, superaron las metas establecidas en el Plan de Negocios. Por su parte, el índice equivalente para medir las emisiones en el proceso de gas en los CPGs, fue 1.9% inferior con relación al límite establecido en el Plan de Negocios (5.79 tCO₂e/MMpc); los CPGs Arenque, Burgos, Cactus y Cd. Pemex, mostraron un desempeño por debajo de este límite.

Se observaron resultados favorables respecto a los mantenimientos que permitieron cumplir con las metas en el índice de paros no programados por causas propias (IPNP) en las principales líneas de negocio, refinación, y exploración y producción.

POFAT 2019

Durante el ejercicio 2019, las metas asociadas al POFAT se plantearon con anterioridad a las establecidas en el Plan de Negocios, por lo que se observan desviaciones en los resultados respecto a las metas. Al respecto, destacan los indicadores del proceso de crudo y la producción de petrolíferos. Como consecuencia se incrementó el volumen de importación de gasolinas y diésel. Los resultados se justifican en parte a las acciones enfocadas a las actividades de mantenimiento para recuperar la capacidad productiva del Sistema Nacional de Refinación, mismas que han requerido la salida de operación de plantas.

Por su parte, como consecuencia de la declinación natural en los campos productores entre otros aspectos, la producción de crudo se ubicó 6.5% por debajo de la meta POFAT, equivalente a 1,684 Mbd. El 65.6% de esta producción se destinó a la exportación, superando con ello en 11.1% a la meta para este rubro.

La producción de gas natural mostró un desempeño superior al programa, mientras el indicador, incluyendo nitrógeno, superó la meta en 11.5%, la producción sin nitrógeno lo hizo en 2.3%.

Los resultados obtenidos en el POFAT tuvieron impacto en los resultados financieros, por lo que se continuó requiriendo la importación de productos para satisfacer la demanda.

PEF 2019

	Programado	Observado	Variación (%)
Presupuesto de Egresos de la Federación (MMM\$)			
Ingresos propios	524.3	523.8	-0.1 ↓
Gasto programable	464.6	380.7	-18.1 ↓
Balance primario	59.7	143.0	139.5 ↑
Balance financiero	-65.4	27.2 ↑	N.A.
Gasto de servicios personales	90.8	89.3	-1.7 ↓

Con la excepción del ingreso propio, se cumplieron las metas establecidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), alcanzando además resultados muy favorables en desempeño presupuestal.

En la elaboración del PEF se consideró un aumento en los recursos asignados para gasto programable de 14.5% (59 MMM\$), destacando el incremento en el presupuesto para inversión de 28.8% (61 MMM\$), ejerciéndose el 73.6%.

La mejora en el balance primario y financiero, incluye la aportación del Estado¹, que representó el 85.8% y el 95.4% de los resultados del balance primario y del balance financiero, respectivamente.


¹ 97.1 MMM\$ de pesos aportados por la SHCP condicionados al pago de deuda.

Los ingresos propios miden la capacidad de la empresa para conservar los recursos obtenidos por la actividad realizada. En 2019, Pemex mantuvo un monto 0.1% inferior a lo establecido en el programa. La capacidad de la empresa para preservar los recursos generados medida a través del ingreso propio fue ligeramente inferior a la meta presentada. Descontando el ingreso aportado por el Estado, en la medida en que este no impactó sobre los gastos operativos, el resultado en ingresos propios se hubiera ubicado en 426.7 MMM\$, debido a la combinación de condiciones desfavorables de precios y una reducción en el nivel de actividad, con lo que los ingresos disminuyeron en 8.6%, mientras que los recursos aportados a instancias externas sólo lo hicieron en 5.9% para el caso de la compra de mercancía para reventa y en 4.9% para el pago de impuestos.

Se cumplió la meta de gasto en servicios personales, concentrándose el menor ejercicio en los rubros de sueldos y salarios, y de incentivos al personal. Además, el gasto realizado permitió un ahorro por este concepto de 3.4% respecto al ejercicio 2018.

Acciones encaminadas a captura de ahorro

Programa anual de austeridad en el gasto y uso de recursos 2019

Miles de millones de pesos constantes 2019	Programado	Observado	Variación (%)
Gasto corriente en rubros seleccionados ¹	N.A.	5.6	N.A.
Gasto de servicios personales	90.8	89.3	-1.7 

1. Incluye: comisiones y movilizaciones, viáticos, energía eléctrica, agua, consultorías, asesorías, servicios médicos, boletos de avión, arrendamientos, papelería, impresión, fotocopiado, mensajería, paquetería, programas de capacitación, becas, comunicaciones, alimentación, seguros, regalías, membresías y suscripciones.

El Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2019 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, plantea estrategias específicas para la consecución de ahorros en rubros seleccionados. Se considera un cumplimiento al programa, al reportar un ahorro de 10.3%, en términos reales respecto al monto ejercido en dichos rubros en 2018, destacando para el cumplimiento de esta meta el ahorro de 6,727.6 MM\$ (7.0%) en servicios personales. En términos porcentuales destacan los siguientes ahorros para los siguientes conceptos: Comunicación social (95.1%), Alimentación (92.9%), Comunicaciones (77.0%), Asesoría y Consultoría (69.1%), Papelería, impresión y fotocopiado (62.7%) y el resto 30.9%. En los rubros de boletos de avión y capacitación no se obtuvieron ahorros con respecto a 2018.

Resultados financieros y presupuestales

Balance financiero, saldo de la deuda documentada e ingresos propios

En la elaboración del PEF, se consideraron recursos presupuestales totales por 464.6 miles de millones de pesos (MMM\$), de los cuales 191.5 MMM\$ corresponden a presupuesto de operación y 273.1 MMM\$ a presupuesto de inversión.

Del presupuesto de inversión aprobado, se asignaron 210.7 MMM\$ a Pemex Exploración y Producción (PEP). De igual forma, se asignaron 57.5 MMM\$ a Pemex Transformación Industrial (PTRI), de los cuales se planeó que el 83.8% se destinara a la construcción de obras para la Nueva Refinería de Dos Bocas; posteriormente, estos recursos, con valor de 48.2 MMM\$, fueron transferidos de inversión física a inversión financiera, con el propósito de aportar capital a la Empresa Filial encargada del desarrollo de este proyecto.

Durante el año se elaboraron 18 adecuaciones presupuestales. En su mayoría se trataron de movimientos compensados entre programas y proyectos de inversión, así como traspasos de operación a inversión, que no representaron incremento en el techo presupuestal total.

Los principales movimientos presupuestales fueron para la capitalización de Empresas Filiales de Pemex Fertilizantes, la reasignación de recursos para la atención de riesgos críticos de seguridad, el traspaso de recursos por la integración de Pemex Etileno con PTRI y de Pemex Perforación y Servicios con PEP, y la reasignación de recursos adicionales en devengable para la atención del programa de rehabilitación de las refinerías. Como resultado de la reasignación presupuestal a lo largo del año, el monto considerado para operación se redujo en 9.0 MMM\$, mientras que el de inversión lo hizo en 71.6 MMM\$

En lo particular, la capitalización de las filiales de Pemex Fertilizantes se refirió a una aportación adicional de 219.6 MMM\$, en virtud de la participación accionaria que se goza, para revertir una situación financiera desfavorable. De esta manera, los recursos otorgados permitirán dar continuidad en la operación de estas entidades, sin la necesidad de recurrir a endeudamiento. La actividad de estas empresas filiales contribuirá a alcanzar los objetivos considerados en la estrategia institucional para esta rama industrial.

Por su parte, los recursos asignados al mantenimiento de refinerías y complejos procesadores de gas durante 2019 sufrieron variaciones importantes. El presupuesto inicial, correspondiente a PEF, consideró solamente recursos para las refinerías, autorizando para las acciones de mantenimiento 7,144 MM\$. Sin embargo, el 30 de agosto de 2019, como resultado de los ajustes en el presupuesto 1F, aumentó el monto establecido para este rubro en las refinerías a 11,753 MM\$, mientras que se asignaron para los CPGs 1,030 MM\$. Al cierre anual, el mantenimiento a las refinerías ejerció 3,928 MM\$ (33.4% del límite autorizado), mientras que en los CPGs el valor fue de 98 MM\$ (9.5%)

Al analizar el resultado del ejercicio respecto a lo programado en el PEF y en el Plan de Negocios, se reportaron mejoras en los resultados financieros de la empresa.

El desempeño presupuestal de la empresa muestra una mejora en el resultado del balance financiero, mientras que el PEF consideraba un déficit financiero de 65.4 MMM\$, la expectativa correspondiente a la meta del Plan de Negocios mostraba una reducción en este indicador por 10.3 MMM\$, donde el principal determinante era la disminución de 12.9% en el presupuesto de inversión. El resultado del ejercicio 2019 fue un superávit financiero de 27.2 MMM\$, asociado a la aportación patrimonial del Estado por un monto de 97.1 MMM\$. Los resultados por la actividad sustantiva permitieron que el 84.8% de la aportación del gobierno se reflejara en la mejora de la meta del PN.

La aportación del Estado fue condicionada al pago de deuda, disminuyendo así el saldo de la deuda a 1,983.2 MMM\$ al cierre de 2019, equivalente a 24.8 MMM\$ por debajo de la meta del Plan de Negocios y 99.1 MMM\$ inferior al cierre de 2018.

Por su parte, la deuda de corto plazo se incrementó en 27.7% respecto al cierre del año anterior, lo que implica que durante 2020 se deberá liquidar el 12.4% del total de la deuda consolidada al cierre de 2019. La principal razón del incremento corresponde al creciente monto de instrumentos de largo plazo cuyo plazo de expiración se fijó, en su momento, para 2020. Para el cierre de 2018 se tenían vencimientos de deuda en periodo inferior a un año por 53.7 MMM\$ en el mercado doméstico y por 5.3 MMMUS\$ en los mercados internacionales. Estos conceptos, por los vencimientos con la misma periodicidad al cierre de 2019 aumentaron en 31.3% y 41.0% respectivamente. Al constituirse el rubro por vencimiento de instrumentos diversos contraídos en momentos diferentes de tiempo, los recursos asociados se han asignado a diferentes necesidades de la operación corriente y decisiones de inversión de la empresa. Por otro lado, durante 2019 para disponer de liquidez se suscribieron pagarés de corto plazo, en la mayor parte de los casos por periodo de un mes. A estos instrumentos corresponde un saldo con vencimiento en 2020 por 16 MMM\$, lo que equivale solamente al 6.5% de la deuda de corto plazo.

La meta de ingresos propios se ubicó en 0.1% (0.5 MMM\$) por debajo del compromiso establecido.

Por su parte, el ejercicio de los recursos presupuestales durante 2019 conforme a las cifras de la Cuenta Pública fue menor en 80.6 MMM\$ a lo autorizado en el PEF, de los cuales 9 MMM\$ resultaron, de un menor ejercicio en jubilaciones, mientras que 71.6 MMM\$ se debieron a un subejercicio en lo asignado para la atención de la Nueva Refinería de Dos Bocas y para servicios de energía eléctrica para PEP. En comparación con el ejercicio 2018, se presentó un ahorro significativo en términos reales de 9.8 MMM\$ en mano de obra.

Ahorro en gasto corriente en rubros indicados

Derivado de la aplicación y cumplimiento al “Programa Anual de Austeridad en el Gasto y Uso de Recursos para el Ejercicio Fiscal 2019 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias” y en específico en los conceptos “Papelería, impresión y fotocopiado” y “Mensajería y paquetería”, reduciendo la adquisición de papelería a lo mínimo indispensable, así como de los servicios mencionados, sin afectar la continuidad de las operaciones; se logró reducir el gasto por estos conceptos en 60.3 %, al pasar de 133.9 MM\$ en 2018 a 53,1MM\$ en 2019. Estos resultados permitieron superar la meta establecida en el Plan de Negocios de 4% de ahorro.

Ahorro en viáticos

El concepto de viáticos, también asociado al Programa Anual de Austeridad en el Gasto 2019, alcanzó durante el año un ahorro de 55.4%, en el gasto destinado a comisiones y viáticos, al pasar de 769.7 MM\$ en 2018 a 343.6 MM\$ en 2019. Los resultados obtenidos permitieron superar la meta de ahorro de 5% establecida en el Plan de Negocios para 2019.

Gasto en servicios personales

El presupuesto para gasto en servicios personales del ejercicio 2019 fue 2.6% menor al establecido en 2018. De la misma manera, el monto efectivamente ejercido en 2019 mostró una reducción de 3.4% con relación al año anterior. Por su parte, el monto ejercido fue menor en 1.7% a la meta establecida.

Al analizar el ejercicio respecto al presupuesto por cada rubro, el gasto sueldos y salarios fue menor en 15.9% respecto al programa, mientras que, en incentivos al personal, la reducción fue de 31.8%. El gasto por indemnizaciones y prestaciones contractuales fue superior a lo presupuestado (527.1 MM\$) y 8.5% menor en comparación con el ejercicio 2018.

Ahorro en gasto de operación

En el Programa Anual de Austeridad en el Gasto se indican acciones específicas que deben traducirse en ahorros. Derivado de las acciones para la optimización del gasto de operación, se logró una reducción de 10.3% en términos reales respecto a 2018. El mayor ahorro en monto corresponde a servicios personales por 6,727.6 MM\$, seguido por asesoría y consultoría por 1,711.6 MM\$, mientras que en términos porcentuales destacan la disminución en los rubros de comunicación social en un 95.1%, equivalente a 240.6 MM\$ y en alimentación de 92.9%, por 0.8 MM\$, respectivamente.

Desempeño operativo y comercial

Producción de crudo

Al cierre de 2019, la producción de crudo fue de 1,683.8 Mbd, 6.5% inferior a la establecida en el POFAT de 1,801 Mbd y 1.4% menor a la meta del Plan de Negocios de 1,707 Mbd. Asimismo, fue menor en 138.8 Mbd (7.6 %) con respecto a 2018.

Este resultado se debió, principalmente, a la desviación en la perforación de pozos, dada la estrategia de atender en forma prioritaria los pozos que presentaron fallas en sus equipos de bombeo electrocentrífugo. Otro elemento significativo fue el retraso en el inicio de la construcción de infraestructura en los nuevos campos, por las malas condiciones meteorológicas y el incumplimiento de algunas empresas constructoras, así como el retraso en la llegada de los equipos y problemas operativos para la perforación de pozos.

Exportación de crudo

El volumen total de exportaciones de crudo en 2019 fue el menor reportado en los últimos cinco años, ubicándose en 1,103 Mbd, es decir, se redujo en 6.8% (80.8 Mbd) respecto a 2018. Lo anterior aunado a la disminución en los precios de 9.3% (5.7 US\$/b), provocó una caída en los ingresos por este concepto de 15.5% (4,109.2 MMUS\$), alcanzando un valor de 22,402.9 MMUS\$. A pesar del menor volumen exportado durante 2019, se superó en 18.3% (170.3 Mbd) el monto programado en el POFAT.

La reducción en el volumen de exportación se debió a la menor disponibilidad de crudo pesado en 4.7% (54.1 Mbd) y de crudo Istmo en 86.7% (26.6 Mbd) respecto al año anterior, derivado de menor producción en cada una de las regiones.

Incorporación de reservas 3P por descubrimientos

Al 1º de enero de 2020, los resultados en exploración permitieron incorporar reservas 3P por descubrimientos² por 677 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), volumen inferior en 493 MMbpce (42.1%) con relación al registrado al 1º de enero de 2019 (1,170 MMbpce).

Lo anterior es resultado de la exploración y conclusión exitosa de cuatro pozos productores de aceite y gas (Tlamatini-1, Tema-1, Itta-1 y Koban-1), así como dos pozos productores de gas y condensado (Quesqui-1 y Vinik-1). Estos pozos corresponden a las asignaciones AE-0006-4M-Amoca-Yaxche-04, AE-0009-3M-Tucco-Xaxamani-01, AE-0008-4M-Amoca-Yaxché-06, AE-0019-3M-Okom-02, AE-0053-4M-Mezcalapa-03 y AE-0047-3M-Agua Dulce-06, respectivamente.

Por su parte, la tasa de restitución de reservas por este concepto fue de 79%, 48% menos que la tasa reportada al 1º de enero de 2019 (127%).

En el Plan de Negocios 2019-2023, la meta de incorporación de reservas 3P por descubrimientos en 2019 fue de 1,300 MMbpce, considerando la reclasificación de reservas en el desarrollo acelerado de los 20 campos nuevos; a diciembre de 2019, se incorporó la producción del campo Xikin, con el pozo Xikin-22, aportando una producción de 800 barriles diarios de aceite y 1.13 MMpcd de gas.

El valor preliminar de incorporación integrada de reservas 3P totaliza en 944 MMbpce, resultado en el que destacan 496 MMbpce de incorporación por proyectos de recuperación secundaria.

² Dato preliminar, la información oficial de reservas de hidrocarburos al 1º de enero de 2020 se encuentra en proceso de dictaminación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con base en sus propios lineamientos.

Proceso de crudo

De 2018 a 2019, el proceso de crudo se redujo en 3.2%, lo que representó una disminución equivalente a 19.8 Mbd. El proceso de crudo promedio en 2019 fue de 592 Mbd, valor 311 Mbd (34.4%) por debajo de lo establecido en el POFAT 2019. El menor proceso de crudo es resultado de la salida a mantenimiento de plantas y equipos de proceso en las refinerías, los cuales presentaron desviaciones significativas respecto a los programas establecidos.

Dichas variaciones, se explican a nivel centro de trabajo de la siguiente forma:

La refinería de Minatitlán incrementó su proceso de crudo en 65.4 Mbd de 2018 a 2019, al regresar a operar después de que en noviembre y diciembre de 2018 estuvo fuera de actividad. Durante 2019 procesó crudo todos los meses, como resultado del ejercicio de 1,920 MM\$ en flujo de efectivo durante 2018, lo que le permitió recuperar su capacidad de producción. La refinería de Madero estuvo fuera de operación entre marzo y mayo de 2019 y, como resultado de las labores de mantenimiento, regresó a operar de julio a diciembre, incrementando su proceso de crudo en 38.9 Mbd respecto a 2018.

En contraste, durante 2019 las refinerías de Cadereyta, Tula, Salina Cruz y Salamanca redujeron su proceso de crudo en 14.7 Mbd, 21.6 Mbd, 40.1 Mbd, y 47.6 Mbd; respectivamente, lo que ocasionó que el proceso de total crudo del SNR fuera inferior respecto al año previo. Estas reducciones son consecuencia, principalmente, de que durante el cuarto trimestre del año salieron a mantenimiento de forma simultánea plantas en dichas refinerías, y a que presentaron retrasos en la ejecución de los mantenimientos a lo largo del año, debido al retraso con el que recibieron los recursos del presupuesto de mantenimiento y rehabilitación programados para el año. Destaca con la mayor la reducción en el proceso de crudo la refinería de Salamanca, con 34% respecto al año previo, al haber recibido el menor presupuesto de mantenimiento, por lo que disminuyó su operación de agosto a diciembre de 2019.

Producción de petrolíferos

La producción de petrolíferos observada en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) durante 2019 fue de 612 Mbd, 320 Mbd (34.3%) inferior a la meta establecida en el POFAT y 1.3% menor con respecto al año anterior.

El rendimiento de destilados alcanzó en 2019 un valor de 58.9%, cifra que fue superior en 1.8% respecto al año anterior, como resultado de las labores de rehabilitación y mantenimiento del SNR, particularmente de las refinerías de Madero, Minatitlán y Cadereyta. A pesar de esta mejora, el indicador se ubicó 7% por debajo de la meta establecida en el POFAT (65.9%).

La utilización de la capacidad de refinación del SNR durante 2019 fue de 36.7%, tomando como base la capacidad instalada de refinación de 1,615 Mbd y el proceso de crudo del año de 592.0 Mbd.

Respecto al UEDC (utilización de la capacidad de destilación equivalente), evaluado con la metodología se Solomon, durante 2019 registró un valor de 35.2%, disminuyendo 0.9% respecto al año anterior.

Participación de mercado de gasolina y diesel

En 2019, el volumen de importación de gasolina y diésel alcanzó un nivel promedio de 527.8 Mbd, valor superior en 46.1 Mbd (9.6%) al programado en el POFAT (481.7 Mbd). Durante 2019, la participación de PEMEX sobre las importaciones nacionales de estos combustibles se redujo 10.2% respecto al año anterior. La pérdida de participación de PEMEX en este mercado fue cubierta por importaciones de terceros.

La importación total de gasolinas en México en 2019 fue de 608 Mbd, del cual las empresas privadas importaron 80 Mbd, es decir el 13%. La tasa a la que crecieron las importaciones de empresas privadas fue de 251%.

Durante 2019, la demanda de diésel en México fue 392 Mbd, de la cual PEMEX participó con el 79%, presentando una caída del 13% respecto al año anterior. La participación de terceros sobre las importaciones se incrementó al pasar de 19% en 2018 al 32% en 2019.

Producción de gas natural

En 2019, la producción de gas natural registró un incremento de 2.3% con relación a la meta establecida en el POFAT. En el comportamiento con respecto a 2018 se observó una disminución de 4%, derivado principalmente del incremento en el contenido de nitrógeno, así como la declinación natural de los campos y los menores beneficios por intervenciones y terminación de pozos. Con respecto al nitrógeno, en 2019 el volumen extraído registró un aumento de 17.3% con referencia al volumen de 2018 y 57.7% comparado con la meta. El creciente contenido de nitrógeno es consecuencia de las fallas en la planta eliminadora de nitrógeno (NRU) y en equipos de compresión.

Cadena de gas

En 2019, la producción de gas seco en los Centros Procesadores de Gas (CPGs) registró una disminución con respecto a la meta establecida en el POFAT, y se ubicó 4.7% (114 MMpcd) por debajo de su valor en 2018. Este comportamiento es derivado de una reducción en el nivel de proceso de gas húmedo por menor disponibilidad, así como de algunas fallas operativas, dado que el cumplimiento al programa de reparaciones de los CPGs fue de 29% al ejecutar 12 reparaciones de las 41 programadas.

Por su parte, la producción total, incluyendo el gas seco de campos disminuyó 4.6% en comparación con el año anterior.

Por lo que se refiere a los líquidos del gas, en particular el gas LP y el etano, durante 2019 ambos observaron una reducción en comparación con 2018. En el caso del gas LP la producción total fue menor en 11.5%, mientras que la de los CPGs se redujo en 9.1%. Por su parte, la producción de etano disminuyó en 9.4%, como resultado de una menor recuperación en plantas.

La menor disponibilidad de gas seco y gas LP para atender el consumo nacional, se reflejó en una menor participación de PEMEX en el mercado, al pasar de 51% en 2018, a 44.4% en 2019. En el caso de gas LP, tras la apertura en 2016 a las importaciones de terceros, la participación de PEMEX descendió de 61.9% en 2018 a 55.2% en 2019.

Producción de amoniaco

Durante 2019, el Complejo Petroquímico Cosoleacaque no produjo amoniaco, por lo que no se pudo cumplir la meta anual de 420 Mt de producción. Para satisfacer la demanda nacional Pemex Fertilizantes mantuvo la estrategia de importación, con un total de 577 Mt en el año. Las principales causas de la falta de producción son: i) restricción en el suministro de gas natural necesario para la operación de las plantas, al pasar de 38.3 MMpcd en 2018 a 0.35 MMpcd en 2019, ii) limitaciones presupuestales que llevaron a diferir los mantenimientos de la infraestructura, y iii) falla del equipo de generación de vapor, lo que difirió el proceso de arranque de la planta VI de amoniaco hasta 2020. A partir de diciembre de 2019, con el apoyo de SENER, CENAGAS y Pemex TRI, Pemex Fertilizantes suscribió un contrato de compra-venta de gas natural con CFenergía, S.A. de C.V, con el que se inició el recibo de gas a partir de ese mes. El volumen pactado es de 60 MMpcd de gas por periodo indefinido, y será destinado exclusivamente para la planta seis de Cosoleacaque. Se tiene contemplado en 2020 establecer un nuevo contrato con CFenergía, que podrá incrementar el volumen de suministro de gas para cubrir el requerimiento de hasta tres plantas más, en la medida en que se lleven a cabo las rehabilitaciones a estas y además se otorgue capacidad de transporte en base firme por parte de CENAGAS.

Índice de paros no programados (IPNP) por causas propias

En el SNR, el IPNP mostró una disminución en 8.4% al comparar los resultados anuales de 2018 y 2019, debido a la ejecución de una serie de reparaciones preventivas en el sistema. En exploración y producción, se incrementó en 0.2%; en 2.3% en los complejos procesadores de gas, en 1.1% en los complejos petroquímicos (excepto Cosoleacaque) y en 1.8% en logística primaria.

En este sentido, en las actividades comprendidas en exploración y producción y de refinación se cumplieron las metas establecidas en el Plan de Negocios, ubicándose 0.9% y 5.4% por debajo del compromiso establecido. Sin embargo, para el resto de las actividades el IPNP se encuentra por encima del estándar internacional de 1%.

Cumplimiento al Programa de reparaciones mayores

El nivel de cumplimiento del programa de reparaciones mayores fue de 75% en exploración y producción, 51% en las refinerías, 29% en los complejos procesadores de gas y 33% en la infraestructura de logística primaria, con respecto a la meta establecida en el Plan de Negocios, debido principalmente a la falta de recursos oportunos para la contratación y realización de las reparaciones requeridas.

Índice de atención a los riesgos críticos A1

El índice de atención a riesgos críticos A1 cerró 2019 con un valor de 31.8%, como consecuencia de haber atendido 74 de los 233 riesgos críticos A1 identificados. Estos riesgos obedecen principalmente a líneas y equipos de proceso, tanques, líneas de transporte, equipo de bombeo y sistemas de desfogue, entre otros; los cuales contribuyen a contar con instalaciones más seguras y confiables. El 81.5% de los riesgos críticos A1 avalados por el Comité de Riesgos se concentran en las refinerías.

Sustentabilidad y responsabilidad

Índice de frecuencia de accidentes

En 2019, el índice de frecuencia de accidentes presentó un valor de 0.24, inferior al del año anterior de 0.25, mismo que permitió cumplir con la meta establecida en el Plan de Negocios. El resultado de 2019 se encuentra asociado a un nivel de actividad de producción menor al de años anteriores.

Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías

En 2019, el índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías fue 16.3% superior a la meta establecida en el Plan de Negocios. Esto debido, en parte, a que las refinerías de Salamanca y Salina Cruz mantuvieron el volumen de suministro de agua a pesar de la reducción en el proceso de crudo.

El volumen de reúso de agua en el proceso de crudo fue de 30.8 MMm³, 1% superior respecto a la meta del Plan de Negocios (30.5 MMm³).

Índice de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la extracción y producción de crudo y gas

Al cierre de 2019, se mostró un incremento en el índice de emisiones de GEI en la extracción y producción de crudo y gas de 14.2%, ello en referencia a la cifra acumulada al cierre de 2018, al pasar de 24.02 tCO₂e/Mbpce a 27.42 tCO₂e/Mbpce.

Asimismo, el indicador refleja en 2019 un valor superior en 15.7% a la meta definida en el Plan de Negocios.

Estos incrementos obedecieron al envío de gas amargo asociado a quemadores de desfogue, principalmente en los centros de trabajo de Aguas Someras y Región Sur.

Índice de emisiones de GEI en el proceso de crudo en las refinerías

Se ha mostrado un incremento constante en este índice, al pasar de 49.67 tCO₂e/Mb en 2018 a 55.34 tCO₂e/Mb en 2019, lo que significó un incremento de 11.4%.

Se presenta un incumplimiento a la meta establecida en el PN de 48.44 tCO₂e/Mb al ser 14.2% superior el resultado de 2019. De 2018 a 2019, se registró un aumento en la emisión de GEI por el proceso de crudo de 7.8% y una reducción de 3.2% en las actividades asociadas al proceso de crudo.

El incremento obedeció al mayor volumen de gas ácido, gas seco y gas residual enviado a quemadores, como resultado de fallas en las unidades de recuperación de azufre y falta de capacidad de procesamiento en las refinerías de Salamanca, Madero, Tula y Minatitlán.

Conforme al Programa de Ejecución de la Estrategia del Plan de Negocios 2019-2023 se incluyó el cumplimiento de programas de reducción de emisiones de metano en venteos y otras fugitivas para mejorar este índice.

Índice de Emisiones de GEI en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (CPGs)

El índice de emisiones de GEI en el proceso de gas en CPGs disminuyó en 5.6%, al comparar el acumulado de 2019 (5.68 tCO₂e/MMpc) con el mismo resultado de 2018 (6.02 tCO₂e/MMpc).

El registro de 2019 muestra un valor inferior en 1.9% respecto a la meta del Plan de Negocios (5.79 tCO₂e/MMpc), por lo que se atiende el compromiso establecido en este rubro.

En términos anuales, el proceso de gas y las emisiones de GEI disminuyeron en 5.1% y 10.4%, respectivamente.

Implementación de la estrategia

Al comparar los presupuestos para gasto de inversión de los ejercicios 2018 y 2019³ se observa un aumento en el monto asignado de 28.5%, en tanto que el ejercicio en el último periodo fue 2.8% superior al de 2018. En PEP, el monto de inversión aumentó en 9.4%, mientras que para las demás Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) así como el corporativo, la inversión se redujo en 34.7%. Destaca también que, aun habiendo aumentado los recursos aplicados durante 2019, no se ejerció el 26.2% del monto asignado. El menor ejercicio de recursos se explica ya que mediante oficio conjunto 102-B-132 / 801.1.-51 de fecha 28 de octubre de 2019, suscrito por el Subsecretario de Hacienda y Crédito Público y la Subsecretaría de Egresos, se instruyó a PEMEX a cumplir con una meta de balance financiero mejorada respecto a la aprobada en el presupuesto original de -65,445 MM\$.

³ En pesos constantes de 2019.

Dicha mejora debía equivaler a la aportación patrimonial recibida en el mes de septiembre por 97,131 MM\$ para la gestión de pasivos de la deuda, de modo que la nueva meta sería un superávit de 31,686 MM\$. En el comunicado de la SHCP se manifestó que el incumplimiento de esta premisa pondría en riesgo la meta de Requerimientos Financieros del Sector Público, el balance presupuestario, así como el nivel de deuda pública del Gobierno Federal. Debido a que las metas del presupuesto original de PEMEX se integraron con supuestos operativos muy optimistas, aún antes del apoyo mencionado, la empresa ya presentaba desequilibrio en su balance financiero presupuestal, razón por la cual se requirió detener el flujo de pagos durante noviembre y diciembre para asegurar el cumplimiento de la meta mejorada. Por tanto, durante estos meses, el ejercicio del gasto programable y no programable se ejecutó privilegiando aquellas erogaciones irreductibles como son nómina, el pago de pensiones y jubilaciones, así como otros gastos de naturaleza ineludible. Esta contención provocó que no se ejerciera en su totalidad el presupuesto de inversión autorizado para el ejercicio de 2019.

Exploración y Producción

En materia de exploración y producción, PEP mantiene en ejecución los esquemas contractuales que formalizó durante 2017 y 2018 en Trion, Ek-Balam, Santuario-El Golpe, Cárdenas-Mora, Ogarrio, Misión, Ébano, Miquetla, Olmos, San Ramón y Blasillo; buscando complementar con terceros la inversión, así como la transferencia de tecnología, mediante alianzas y asociaciones.

La estrategia vigente en PEMEX busca facilitar el cumplimiento de las metas de producción establecidas mediante nuevos esquemas de negocio que le permitan acelerar el desarrollo de sus asignaciones, atrayendo inversión de terceros sin compartir producción, ni la operación de los campos.

Bajo este contexto, durante 2019, PEP presentó ante la SENER, la renuncia a los derechos derivados del procedimiento para la migración con socio de 27 asignaciones a siete áreas contractuales para formular Contratos de Exploración y Extracción (CEE) en Artesa, Bacal-Nelash, Bedel-Gasífero, Cinco Presidentes, Giraldas-Sunuapa, Juspí-Teotleco y Lacamango.

En el mismo sentido, el CAPEMEX dejó sin efecto el acuerdo CA-074/2017, por el cual se solicitó la migración de asignaciones a CEE, el cual incluía los Bloques Costero-Rasha, Kabuki-Cauchy y Los Soldados. En complemento, en la sesión 36 ordinaria del Consejo de Administración de PEP, como parte del seguimiento al acuerdo CAEPS-PEP-002/2018 relacionado con la migración de 55 asignaciones a nueve contratos, se solicitó su cancelación para replantear el proyecto y reiniciar en su momento el proceso que corresponda conforme al modelo de negocio que defina la Dirección General de PEMEX.

Para el caso de la migración de siete Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) a CEE; en la sesión 943 de mayo de 2019 del CAPEMEX, se emitió el acuerdo CA-059/2019 por cual se solicita a PEP realizar las gestiones ante SENER para la cancelación de la firma del CEE en la Asignación AE-0392-M Pánuco, desistirse del procedimiento de migración de las asignaciones AE-0395-M Magallanes, AE-0389-M Altamira, AE-0381-3M Pitepec y AE-0386-2M Miahuapan, así como dejar sin efectos los acuerdos para la migración de las asignaciones A-0387-M Humapa y AE-0382-2M Amatitlán. En este caso, las medidas sustitutas implementadas en los campos se orientaron a continuar con actividades de operación y mantenimiento, realizando en algunos casos actividades de perforación y terminación de pozos, además de reparaciones mayores de pozos, con la finalidad de mantener e incrementar la producción base; lo anterior, conforme a lo establecido en las Obligaciones Mínimas de Trabajo (OMT) de los propios contratos, y en los Programas de Trabajo Anuales (PAT), propuestos por las Contratistas a PEP y aprobados por este último. Cabe mencionar que las OMT son obligaciones contractuales contenidas en los PAT, causal de rescisión en caso de incumplimiento. De manera paralela, PEP se ha enfocado a documentar escenarios de desarrollo incrementales de manera conjunta con las Contratistas, con la finalidad de analizar la viabilidad de modificar los Contratos CIEP a esquemas tipo CSIEE (Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción), y desarrollar así el potencial de los campos con este tipo de esquemas que incentiven las inversiones de las

Contratistas, quienes asumen el riesgo, y en función de la producción, recuperan sus inversiones; mientras que PEP no asume riesgo alguno, ya que no efectúa inversiones de capital, para así destinar sus recursos a sus proyectos prioritarios. Por su parte, para el caso de la Asignación Humapa, la Contratista del CIEP tomó la decisión de dar por terminado el Contrato, ya que su enfoque era migrar el mismo a CEE con la finalidad de tener acceso a las reservas y producción del escenario de desarrollo incremental, acordado con PEP para ingresar la solicitud de migración a SENER.

Respecto a los contratos en los que PEMEX resultó ganador en consorcio con un tercero o en forma individual durante los procesos denominados Ronda 1.4, 2.1, 2.4 y 3.1 continúan en ejecución. En estos casos, los participantes han presentado a la Comisión Nacional de Hidrocarburos los planes de exploración, así como los programas de trabajo y el presupuesto asociado para el ejercicio correspondiente.

Proyectos industriales y de logística

En este rubro destaca el proyecto Nueva Refinería en Dos Bocas, que reporta un avance al 31 de diciembre de 2019, de 42.4% en el adelanto físico-financiero de los contratos con los tecnólogos (correspondientes a 17 plantas). En lo que corresponde a la preparación del sitio, se cuenta con un progreso a la misma fecha del 62.4% en la conformación de plataformas.

Sobre el proyecto Peninsular, se decidió que Pemex Logística realizaría por su cuenta el proyecto, por lo que se están evaluando las implicaciones que tiene su salida de la sociedad que se conformó para dicho propósito.

Reingeniería corporativa de empresas filiales

En 2016, la entonces Dirección Corporativa de Alianzas y Nuevos Negocios realizó el análisis de las 90 empresas filiales y participadas⁴ en las que PEMEX y sus EPS, de forma directa o indirecta, cuentan con títulos representativos del capital social. Considerando criterios de desempeño y estratégicos, se diseñó una reingeniería que consideraba la disolución y/o consolidación de empresas filiales con la finalidad de que se continúen cumpliendo las actividades requeridas por PEMEX a la par de incrementar la eficiencia de estas figuras.

Con base en dicho análisis, el CAPEMEX ha autorizado a este cierre cinco etapas para llevar a cabo esta reingeniería:

1. Julio de 2016 con 20⁵ empresas
2. Julio de 2017 con 14 empresas
3. Junio de 2018 con cinco⁶ empresas
4. Mediante acuerdo CA-094-2018 PEMEX Etileno propuso tres empresas; una más que se propuso con acuerdo CA-127-2018 y otra adicional con acuerdo CA-011-2019
5. Mayo de 2019, en la que se propuso la eliminación de diez⁷ empresas
6. Noviembre de 2019, en la que se propuso la eliminación de cinco empresas

⁴ Se considera como empresa participada aquella donde PEMEX y/o sus EPS tienen una participación inferior al 50% del capital social.

⁵ En mayo de 2019, el CAPEMEX canceló el acuerdo mediante el cual se había determinado la fusión de PMI Infraestructura de Desarrollo, hoy PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V., autorizando que dicha empresa se transfiriera a PTRI para la construcción de la nueva refinería Dos Bocas.

⁶ En noviembre de 2019, el CAPEMEX mediante acuerdo CA-123-2019 canceló la fusión de PEMEX Desarrollo e Inversión Inmobiliario, S.A. de C.V. con I.I.I. Servicios, S.A. de C.V. Por lo tanto, el número de empresas a eliminarse en la tercera etapa se modificó de 6 a 5.

⁷ En noviembre 2019 el CAPEMEX mediante acuerdo CA-123-2019 canceló la fusión de Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V. con Sadcom del Centro, S.A. de C.V. Por lo tanto, el número de empresas a eliminarse en la cuarta etapa se modificó de 11 a 10.

Del total de 59 empresas propuestas para eliminarse, al cierre de diciembre de 2019 se tuvo un avance de 33 empresas (55.9%).

Consideraciones finales

Si bien hay evidencias de que la administración de PEMEX ha cumplido de manera adecuada la mayoría de las metas comprometidas, y que aquellas que no se lograron alcanzar fueron resultado, principalmente, de circunstancias ajenas a su control, hay cuatro factores que deben tenerse en mente de manera permanente, los cuales nos llevan a considerar la importancia de una revisión y evaluación constante de las metas propuestas y del cumplimiento de los planes durante el 2020 y en los años siguientes:

1.- La Pandemia derivada del coronavirus COVID-2-2019, ha conducido a la contracción de la actividad económica global, lo que ha dado como resultado, durante el 2020, a una importante caída a nivel mundial de la demanda de petróleo y de sus derivados; por otra parte, las diferencias entre los gobiernos de Rusia de Arabia Saudita condujeron a una gran expansión de la oferta internacional del recurso. Estos dos eventos exógenos, vistos de manera conjunta, gestaron una “guerra de precios” que desplomó el precio de la mezcla mexicana de exportación (MME) de los 58,88 USD/b que prevalecían en el mes de enero a 10.61 USD/b observado el primero de abril, lo que significó una reducción del 82%, esta importante reducción del precio ha conducido a que, en algunos casos, el ingreso monetario por barril de petróleo sea inferior a los niveles de los costos promedio de extracción del aceite en ciertos campos en operación, además de reducir significativamente los ingresos totales por la venta del petróleo.

2.- El exceso de oferta en el mercado petrolero mundial ha obligado a los principales productores internacionales a acordar una reducción voluntaria integral de casi diez millones de barriles diarios, cuyo propósito es estabilizar los precios del mercado; sin embargo, es posible que, en el corto plazo, este acuerdo tendrá sólo un efecto de ajuste parcial sobre el precio mientras no se recupere el ritmo de crecimiento de la producción internacional de bienes y de servicios y que, con ello, aumente en cuantía importante la demanda del recurso. Cabe mencionar que, para el caso del precio de la MME, el ajuste acordado a la producción mundial de petróleo sólo resultó en un aumento a 14.23 USD/b, todavía muy por debajo del precio promedio de la MME observado en el 2019 que fue de 55.60 USD/b. Es importante señalar que, de acuerdo a las estimaciones de organismos internacionales, es de esperar una caída de un 6% del PIB mundial para el 2020, que tendrá a recuperarse en la medida que se resuelva la pandemia del Coronavirus, por lo que no debemos esperar una pronta y significativa subida de los precios. Sin embargo, es cierto que, dada la inelasticidad de la demanda del petróleo, todo incremento en el precio llevará a un aumento en los ingresos, aunque también, todo lo demás constante, a una reducción en la cantidad vendida. Para PEMEX, esta escasez internacional de la demanda y los bajos precios del mercado, podrán conducir a la necesidad de aceptar mayores topes a la producción y a sus planes de expansión por los próximos dos años, así como a la obtención de menores ingresos a los requeridos para generar los excedentes monetarios que le permitan incrementar los recursos presupuestales destinados a la inversión, conduciendo a la necesidad de acotar las metas originales establecidas en el Plan de Negocios para el 2024. El cumplimiento de esas medidas hará necesario evaluar qué pozos deberán cerrarse y cuáles se sustituirían por opciones de menores costos de operación y, con ello, reduciendo la cantidad producida.

3.- La disminución esperada de los ingresos de la empresa resultante de los bajos precios y de la reducción en la cantidad intercambiada de petróleo, traerá consigo una caída de sus contribuciones fiscales. Así, por ejemplo, en el 2019 observamos que las ventas totales redujeron en 16.5% lo que se tradujo en la baja del 10.9% de las contribuciones tributarias directas e indirectas de la empresa a la SHCP. Este resultado deriva de la compleja y restrictiva estructura fiscal aplicada a PEMEX, toda vez que el principal gravamen que enfrenta la empresa es el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), el cual representa, bajo las condiciones actuales, cerca del 83% de los derechos y los impuestos aplicables a la extracción del aceite, cuya tasa se aplica, fundamentalmente, sobre los ingresos y no sobre las utilidades de la empresa, toda vez que las deducciones fiscales autorizadas están sumamente acotadas.

4.- Ante la muy clara expectativa de la caída de la recaudación de impuestos federales en todos los conceptos que resultará de la contracción a tasa negativa del PIB del país durante el 2020, y por la urgencia de elevar el gasto en salud, en programas sociales y en apoyos a las empresas, es indudable que el gobierno federal cuente con menos recursos para su operación y para la atención prioritaria de las emergencias sanitarias y económicas, lo que podrá reducir la posibilidad de transferir fondos públicos adicionales para apoyar a la operación de PEMEX y, por las mismas razones, a reformar la estructura fiscal que reduzca a la disminución de su carga fiscal.

Estos factores nos hacen señalar que la eficiencia y la eficacia en la operación de la Empresa Productiva del Estado son, hoy más que nunca, tareas en la que todos los colaboradores de esta empresa nos debemos comprometer, a fin de garantizar su adecuada operación y un desempeño futuro satisfactorio que ayude en el rescate de la soberanía.

Indicadores del Plan de Negocios

En 2019 Pemex logró cumplir 32 de las metas planteadas en los indicadores de su Plan de Negocios, 30 más no se cumplieron, 14 indicadores no presentaron metas para ese ejercicio, cinco se encuentran en proceso de cierre y dos tuvieron avance aún sin meta registrada.

Indicador	Resp.	2018	2019			2020	
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta	
1.1 Mantener un endeudamiento neto de cero en términos reales a lo largo de la administración							
Endeudamiento neto en términos reales (MMM\$)	DCF	60.0	-28.7	0	N/A	↓	0
1.2 Instrumentar esquemas de control y seguimiento a los ingresos y gastos de la empresa, consolidando la coordinación entre las Empresas Productivas Subsidiarias y el Corporativo, para lograr las metas anuales de balance financiero							
Balance financiero (MMM\$)	DCF	-61.8	27.2	-55.1	149.4	↑	-39
1.3 Mantener la disciplina financiera en el ejercicio de los presupuestos de operación e inversión con criterios de austeridad y eficiencia							
Cumplimiento de las estrategias de organización diseñadas y aplicadas conforme a las requeridas por la empresa (%)	DCAS/ DCF	56	58	10	48.3	↑	40
Ahorro en gasto corriente en rubros indicados (%) ^{1,2,3}		N/A	62	4	57.6	↑	4
Ahorro en viáticos (%) ^{2,3,4}		N/A	57	5	51.8	↑	5
1.4 Diseñar e implementar esquemas de ejecución para atraer inversión privada							
Formalización de asignaciones a contratos CSIEE (núm.)	PEP/ DCPCD	N/A	0	-	N/A	→	10
2.1 Incrementar e intensificar la actividad exploratoria en cuencas terrestres, aguas someras y en áreas aledañas a campos en producción							
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce)	PEP	1,170	677	≥1,300	-48	↓	≥1,300

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
2.2 Asegurar la visión a largo plazo de las oportunidades exploratorias en <i>plays</i> y áreas frontera						
Recurso prospectivo a documentar (MMbpce) ³	PEP	N/A	1,028	1 50-250	585.3	200-300
2.3 Acelerar procesos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación y reservas en campos maduros						
Incorporación de reservas 3P incremental (MMbpce) ³	PEP	N/A	684	0	N/A	≤150

- 1 Servicios de mensajería, paquetería, papelería, impresión y fotocopiado, de acuerdo con el Programa de Austeridad 2019.
- 2 Se toma como base de comparación lo gastado en 2018, los valores de los años posteriores serán convertidos a pesos de 2018.
- 3 Ejercicio preliminar 2019 y para las reservas resultados preliminares en proceso de certificación.
- 4 Comisiones y viáticos, de acuerdo con el Programa de Austeridad 2019.

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
3.1 Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos						
Producción incremental de aceite (Mbd) ⁵	PEP	N/A	6.4	11	-41.5	175
Producción incremental de gas (MMpcd) ⁵		N/A	42.3	22	92.2	505
3.2 Priorizar y desarrollar las actividades que permitan recategorizar reservas probables y posibles a reservas probadas						
Reservas a reclasificar (MMbpce)	PEP	N/A	797	0	N/A	≤737
3.3 Incrementar la producción de gas no asociado						
Producción de gas no asociado por CSIEE (MMpcd)	PEP	N/A	0	0	N/A	>101
3.4 Asegurar la infraestructura logística primaria asociada al crecimiento en la producción						
Incremento de volumen de tratamiento en CAB Tamaulipas (Mbd)	PLOG	N/A	0	-	N/A	27.2
Incremento de volumen de tratamiento en CAB Cacalilao (Mbd)		N/A	0	-	N/A	22
Volumen recuperado en terminal Marítima Dos Bocas (Mbd)		N/A	0	-	N/A	-

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
Volumen recuperado en el Centro de Proceso de Transporte de Gas Atasta, Gas húmedo amargo (MMpcd)	PLOG	N/A	0	-	N/A →	-
Volumen recuperado en el Centro de Proceso de Transporte de Gas Atasta, Gas seco (MMpcd)		N/A	0	-	N/A →	-
4.1 Incrementar la eficiencia de las operaciones y optimizar los costos en exploración y producción						
Reducción de costos (%)	PEP	N/A	6.4	>5	1.4 ↑	>5
Cumplimiento de programa de ejecución de proyectos, eficiencia en tiempo (%) ⁶		N/A	89	78	10.8 ↑	80
4.2 Adecuar y modernizar la infraestructura de proceso						
Producción incremental de gasolina (Mbd) ⁷	PTRI	N/A	0	-	N/A →	-
Producción incremental de diésel (Mbd) ⁷		N/A	0	-	N/A →	-
Producción incremental de coque (Mtd) ⁷		N/A	0	-	N/A →	-

5 Desarrollo de 20 nuevos campos.

6 Conforme al Plan Maestro de Obras Estratégicas de PEP, tomando como base el cumplimiento de 2018.

7 Aprovechamiento de residuales de la refinería Tula, fase I.

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
5.1 Estabilizar las operaciones e incrementar la confiabilidad operacional de la infraestructura en los Centros de Trabajo						
IPNP ⁸ en Exploración y Producción (%) ¹¹	EPS/ DCPCD/ DCF/ DCAS	0.9	1.1	2.0	-0.9 ↓	2.0
CMRP ⁹ de Exploración y Producción (%) ¹¹		69	75	95	-20.0 ↓	95
IPNP ⁸ en Perforación (%)		N/D	N/D	1.3	N/A →	1.3
CMRP ⁹ de Perforación (%)		50	100	75	25.0 ↑	85
IPNP ⁸ en el Sistema Nacional de Refinación (%) ¹⁰		13.7	5.2	10.7	-5.5 ↓	9.6

Indicador	Resp.	2018	2019		2020	
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
CMRP ⁹ del Sistema Nacional de Refinación (%) ¹⁰	EPS/ DCPCD/ DCF/ DCAS	60	51	75	-23.6 ↓	85
IPNP ⁸ en los Complejos Procesadores de Gas (%) ¹⁰		5.0	7.3	7.0	0.3 ↑	4.6
CMRP ⁹ de los Complejos Procesadores de Gas (%) ¹⁰		45	29	85	-55.7 ↓	85
IPNP ⁸ en los Complejos Petroquímicos, TRI/ Etileno y derivados (%) ¹⁰		1.5	2.6	2.0	0.6 ↑	2.0
CMRP ⁹ de los Complejos Petroquímicos, TRI/ Etileno y derivados (%) ¹⁰		100	N/A	95	N/A →	95
IPNP ⁸ en almacenamiento y despacho (%) ¹¹		N/D	N/D	1.6	N/A →	2.0
CMRP ⁹ de almacenamiento y despacho (%) ¹¹		71	5	93	-88.2 ↓	95
IPNP ⁸ en transporte (%) ¹¹		N/D	N/D	1.0	N/A →	1.0
CMRP ⁹ de transporte (%) ¹¹		36	11	85	-74.1 ↓	85
IPNP ⁸ en logística primaria (%) ¹¹		4.6	6.4	5.0	1.4 ↑	2.0
CMRP ⁹ de logística primaria (%) ¹¹		16	33	85	-51.7 ↓	85
IPNP ⁸ en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque (%) ¹⁰		20.9	10.4	2.0	8.4 ↑	2.0
CMRP ⁹ del Complejo Petroquímico Cosoleacaque (%) ¹⁰		100	100	95	5.0 ↑	95

8 Índice de paros no programados.

9 Cumplimiento de programa de reparaciones mayores.

10 Fallas de equipos, proceso, servicios principales y retraso en reparaciones.

11 Fallas de equipos críticos.

N/A. No aplica por no tener programa de reparaciones en el periodo.

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
5.2 Dar certeza a la medición de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en toda la cadena de valor						
Puntos de transferencia de custodia y medición fiscal disponibles (%)	EPS/ DCPCD	N/A	73	65	8.3	80
Utilización de los sistemas de medición primaria (%)		N/A	98	60	38.0	80
Cumplimiento del programa de confirmación metrológica (%)		N/A	13	50	-36.7	80
Atención de no conformidades (%)		N/A	59	70	-11.4	85
5.3 Incrementar la flexibilidad operativa en el manejo, distribución y acondicionamiento de crudo con la calidad requerida						
Reducción de ajustes comerciales por desviación en la calidad °API y sal de las corrientes (%) ¹²	PEP	N/A	10	10	0.0	20
Capacidad de almacenamiento adicional en Tuzandépetl (MMb)	PLOG	N/A	0	-	N/A	-
5.4 Prevenir y reducir riesgos personales y de seguridad de los procesos para mejorar el desempeño en materia de seguridad industrial en las instalaciones						
Índice de frecuencia (Accidentes por millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo)	EPS/ DCPCD	0.25	0.24	0.24	0.0	0.23
Índice de atención a los riesgos críticos AI (%) ¹³	EPS/ DCPCD	N/A	32	100	-68.2	100
6.1 Incentivar el crecimiento del contenido nacional en las contrataciones de Pemex						
Cumplimiento de contenido nacional (%)	DCAS	52.0	N/D	21.2	N/A	N/D
6.2 Desarrollar con eficiencia las funciones corporativas de conducción central y de soporte y satisfacer oportunamente los requerimientos asociados						
Efectividad del Programa Anual de Contrataciones (%)	DCs	28	42	20	21.6	30
Incrementar el cumplimiento de tiempos de contratación (puntos porcentuales) ¹⁴		5	76	2	74.2	2

12 Considera el cumplimiento de los grados API y el contenido de sal (Libras/ cada mil barriles) de las corrientes comerciales de PEP al Sistema Nacional de Refinación, las metas están referenciadas a lo registrado durante 2018.

13 Considera los riesgos críticos AI avalados por el comité de Riesgos.

14 Respecto al año anterior.

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
6.3 Asegurar la prestación de servicios al personal con criterios de eficiencia y desarrollar un ambiente laboral sano e inclusivo						
Unidades médicas con certificación vigente (núm.)	DCAS	46	46	46	0	46
Satisfacción del usuario (%)		95	91	90	1.0	91
Tasas de variación de la población capacitada en temas de inclusión, igualdad y no discriminación (%)		-35	21	-	N/A	10
Tasas de variación de la población participante en los programas sociales, culturales, recreativos y eventos del voluntariado de Pemex (%)		53	26	-	N/A	10
Entrega de servicios digitales de recursos humanos y relaciones laborales a trabajadores (%)		N/A	23	30	-7.0	55
6.4 Alinear las tecnologías de información a las necesidades de la cadena de valor						
Mejora anual en la tasa de cumplimiento de los hitos considerados en la línea base de los proyectos de infraestructura y servicios de TI (%)	DCAS	N/A	40	10	30.0	5
7.1 Ampliar la capacidad de refinación ¹⁵						
Nueva capacidad de proceso de crudo (Mbd)	PTRI	N/A	0	-	N/A	-
Producción incremental de gasolina (Mbd)		N/A	0	-	N/A	-
Producción incremental de diésel (Mbd)		N/A	0	-	N/A	-
7.2 Incrementar la disponibilidad y, en su caso, diversificar las fuentes de materia prima para la producción de etileno y sus derivados y la cadena de aromáticos						
Capacidad de importación de etano disponible (Mt)	PTRI	116	165	200	-17.7	400
7.3 Fortalecer, bajo criterios de eficiencia, la producción de fertilizantes						
Producción de amoniaco (Mt)	PFERT	151	0	420	-100	793

15 Nueva Refinería en Dos Bocas.

Los indicadores correspondientes al **objetivo estratégico 8** son confidenciales de acuerdo con el artículo. 113, Fracción II de la LFTAIP y, con relación al artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos, debido a que la información contiene partes confidenciales que hacen referencia a secretos comerciales, es decir, acciones proyectos, estrategias que al darlas a conocer pone a la empresa en desventaja competitiva o económica, toda vez que nos encontramos en un mercado abierto. Dicha información plantea posibles oportunidades de negocio que se traduce en una ventaja competitiva frente a sus competidores.

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
9.1 Desarrollar el capital humano y asegurar la transferencia de conocimiento						
Alineación de la capacitación y desarrollo con las prioridades estratégicas de las líneas de negocio (%)	DCAS	100	68	80	-11.6 ↓	80
9.2 Mejorar y simplificar los procesos institucionales e identificar y adoptar mejores prácticas						
Mejoras en los procesos del MOBAP (%) ¹⁶	EPS/DCs	N/A	54	80	-26.2 ↓	85
9.3 Implementar acciones de mejora regulatoria y simplificación normativa						
Avance en el proyecto de simplificación normativa (%)	DCPCD	N/A	8	20	-12.3 ↓	40
Éxito de gestión regulatoria (%)		N/A	66	15	50.8 ↑	35

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
10.1 Fortalecer la responsabilidad social con base en relaciones de confianza en las comunidades donde opera la empresa						
Distribución de donativos y donaciones a estados prioritarios (%)	DCAS	90	93	≥90	2.5	≥90
Proyectos estratégicos con Licencia Social para Operar, LSO (%)		N/A	81	100	-19.1	100
10.2 Reducir el impacto ambiental de las actividades industriales y mejorar la gestión energética de la empresa						
Índice de uso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (m ³ /b)	DCPCD	0.47	0.50	0.43	16.3	0.40
Índice de uso de agua en el proceso de gas en los complejos procesadores de gas (m ³ /Mpc)	DCPCD	0.037	0.039	0.040	-2.5	0.037
Índice de uso de agua en la producción de productos petroquímicos (m ³ /t) ¹⁷	DCPCD	34.91	40.74	21.49	89.6	21.18
Reúso de agua en el proceso de crudo en las refinerías (MMm ³) ¹⁸	DCPCD	30.5	30.8	30.5	1.0	30.5

16 Se refiere a: (mejoras atendidas/mejoras identificadas) *100. El catálogo institucional de procesos del MOBAP vigente incluye 12 procesos de negocio: Dirección del Negocio, Financiero, Procura y Abastecimiento, DSSSTPA, Confiabilidad de Activos, *Upstream*, *Downstream*, Logística, Comercial, Recursos Humanos, Administración de la Información y Administración Patrimonial.

17 Incluye Pemex Transformación Industrial y Pemex Fertilizantes

18 Uso de agua residual tratada de PTAR, PTAN y agua tratada externa.

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
10.2 Reducir el impacto ambiental de las actividades industriales y mejorar la gestión energética de la empresa						
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas (tCO ₂ e/Mbpce)	DCPCD	24.02	27.42	23.69	15.7 ↑	23.34
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías (tCO ₂ e/Mb)	DCPCD	49.67	55.34	48.44	14.2 ↑	46.81
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de gas en centros procesadores (tCO ₂ e/MMpc)	DCPCD	6.02	5.68	5.79	-1.9 ↓	5.49
Índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de productos petroquímicos (tCO ₂ e/t)	DCPCD	3.06	3.99	2.84	40.5 ↑	2.67
Remediación de sitios afectados (ha)	DCPCD	61	26	30	-13.7 ↓	102
Reducción del índice de intensidad energética de la Refinería Tula, derivado de la Cogeneración (%) ¹⁹	DCPCD	N/A	N/A	-	N/A	-

19 Respecto al año inmediato anterior.

La información de los indicadores correspondientes a las estrategias **11.1 y 11.2** es reservada por un periodo de cinco años contados a partir del 16 de julio de 2019, de acuerdo con el artículo 110, Fracción I de la LFTAIP, por tratarse de información que se considera de seguridad nacional, en atención a que se establecen las acciones y estrategias para la protección y salvaguardia de la infraestructura estratégica de Pemex y sus EPS, así como de su personal.

Indicador	Resp.	2018	2019			2020
		Observado	Observado	Meta	Var. (%)	Meta
11.3 Incrementar la seguridad en los sistemas de información						
Mejora anual en la tasa de cumplimiento de los hitos considerados en la línea base de los proyectos de reforzamiento de la seguridad (%) ²⁰	DCAS	N/A	40	10	30.0	5

20 Incremento respecto al año inmediato anterior.

Principales indicadores y metas de desempeño

Principales indicadores y metas de desempeño					
Indicador	Resultados observados		Meta 2019	Var. (%) 2019 observado vs meta	
	2018	2019			
Producción de crudo (Mbd) ¹	1,823	1,684	1,707	-1.4	
Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (MMbpce)	1,170	677	≥1,300	-47.9	
Proceso de crudo (Mbd)	612	592	643	-7.9	
Balance financiero (MMM\$)	-61.8	27.2	-55.1	149.4	
Saldo acumulado de la deuda documentada (MMM\$)	2,082	1,983	2,008	-1.2	
Índice de frecuencia ²	0.25	0.24	0.24	0.0	
Reúso de agua en refinerías (MMm ³)	30.5	30.8	30.5	1.0	

1 Producción de líquidos, incluye crudo y condensados producidos en campos, no incluye la producción de socios ni la producción del Estado.

2 Accidentes por millón de horas hombre laboradas con exposición al riesgo.

Información general

Dictamen del auditor externo
a los estados financieros

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

Estados financieros consolidados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

(Con el Informe de los Auditores Independientes)

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

Estados financieros consolidados por los años terminados
el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

Índice

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Informe de los auditores independientes	1-5
Estados financieros consolidados:	
De Situación financiera.....	6
Del Resultado Integral	7
De variaciones en el patrimonio (déficit)	8
De Flujos de efectivo	9
Notas a los estados financieros consolidado	
1. Historia, naturaleza, marco regulatorio y actividades de petróleos mexicanos, empresas productivas subsidiarias y compañías subsidiarias	10
2. Autorización y bases de preparación	12
3. Políticas contables significativas	15
4. Cambios contables y reclasificaciones	37
5. Entidades subsidiarias y compañías subsidiarias	40
6. Segmentos de operación	42
7. Ingresos.....	48
8. Instrumentos financieros	52
9. Efectivo y equivalentes de efectivo	56
10. Clientes y otras cuentas por cobrar	56
11. Inventarios	59
12. Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras.....	59
13. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	63
14. Activos intangibles, neto.....	78
15. Documentos por cobrar a largo plazo y otros activos	79
16. Deuda.....	82
17. Arrendamientos	89
18. Instrumentos financieros derivados	91
19. Beneficios a los empleados	113
20. Provisión para créditos diversos	119
21. Impuestos y derechos	121
22. Patrimonio (déficit)	129
23. Costos y gastos por naturaleza	134
24. Otros ingresos y otros gastos.....	135
25. Partes relacionadas	135
26. Compromisos	137
27. Contingencias.....	138
28. Eventos subsecuentes.....	143
29. Pronunciamientos normativos emitidos recientemente	146
30. Garantes subsidiarios.....	147
31. Nota complementaria de actividades de extracción de crudo y gas (no auditada).....	160

Informe de los Auditores Independientes

Al H. Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, Empresa Productiva del Estado

(cifras en miles de pesos)

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías subsidiarias (PEMEX), que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, 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, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados por los años terminados en esas fechas, 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 22 a los estados financieros consolidados adjuntos, en el ejercicio que terminó al 31 de diciembre de 2019, PEMEX presenta una pérdida neta de \$347,911,084; además, a esa fecha tiene un déficit acumulado por \$1,977,208,362, y el estado consolidado de situación financiera muestra un exceso de pasivos circulantes sobre activos circulantes de \$211,651,257. Estas cuestiones, aunadas a la disrupción en el negocio creada por la pandemia del COVID-19 y las negociaciones entre los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que afectaron los precios del crudo, a su régimen fiscal, a su apalancamiento financiero y a la disminución de su capital de trabajo, indican la existencia de una incertidumbre material que puede crear una duda significativa 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 la siguiente cuestión clave de auditoría a comunicar en nuestro informe.

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

Ver nota 15 a los estados financieros consolidados

La cuestión clave de auditoría

De qué manera se trató la cuestión clave en nuestra auditoría

Los pozos, ductos, propiedades, planta y equipo de vida útil definida (activos de larga duración) por \$1,211,749,502 que representan el 63% del total de activos consolidados, incluyen un deterioro por \$ 97,082,214 registrado en el periodo terminado al 31 de diciembre de 2019. El proceso para la determinación del deterioro es complejo e involucra juicios significativos por parte de la administración.

La administración lleva a cabo la evaluación de deterioro de los activos de larga duración cuando se presentan indicios de que el valor en libros de dichos activos pudiera no ser recuperable. En la determinación del valor razonable estimado se utilizan varios supuestos claves, incluyendo estimaciones de volúmenes y precios de venta futuros, costos de operación y tasa de descuento. Al 31 de diciembre de 2019, la Administración de PEMEX llevó a cabo una evaluación de deterioro de los activos de larga duración.

Hemos identificado la evaluación del deterioro de los activos de larga duración como una cuestión clave de auditoría debido a la complejidad y el juicio significativo que se requiere para determinar el valor de recuperación.

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, los siguientes:

Evaluamos los supuestos aplicados a los datos clave tales como los volúmenes de producción, reservas remanentes, precios de venta, y costos de operación; mediante nuestro conocimiento de PEMEX, su información histórica y la industria.

Involucramos a nuestros especialistas para que nos asistieran en evaluar la tasa de descuento utilizada, al compararla con información pública disponible de compañías comparables y los precios utilizados, que incluyó la comparación contra precios de referencia futuros internacionales.

Evaluamos las proyecciones de flujos de efectivo preparadas por la Administración, analizando su desempeño, de acuerdo con las cifras históricas, reservas remanentes y la industria en la que opera.

Evaluamos el adecuado registro y la suficiencia de las revelaciones contables, relativas al deterioro de los activos de larga duración.

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 2019, 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.

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.
- 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.

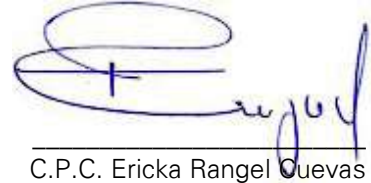
También proporcionamos a los responsables del gobierno de la entidad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y de que les hemos comunicado todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden 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 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.

Otras cuestiones

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

KPMG Cárdenas Dosal S. C.



C.P.C. Ericka Rangel Cuevas

Ciudad de México, a 27 de abril de 2020.

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

Estados consolidados de situación financiera

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Activo circulante	Nota	2019	2018	Pasivo Circulante	Nota	2019	2018
Activo circulante							
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,9	\$ 60,621,631	81,912,409	Deuda a corto plazo y porción circulante	8,16	\$ 244,924,185	191,795,709
Cientes	7,8,10 a)	89,263,870	87,740,515	Arrendamiento a corto plazo	8,17	5,847,085	-
Otras cuentas por cobrar	7,8,10 b)	91,241,811	79,399,263	Proveedores	8	208,034,407	149,842,712
Inventarios	11	82,672,196	82,022,568	Impuestos y derechos por pagar	21	50,692,629	65,324,959
Porción circulante de los documentos por cobrar	8,15-a	4,909,970	38,153,851	Cuentas y gastos acumulados por pagar	8,18	26,055,151	24,917,669
Instrumentos financieros derivados	8,18	11,496,330	22,382,277	Instrumentos financieros derivados	8,18	16,650,171	15,895,245
Otros activos circulantes	8	346,563	1,499,078				
		<u>340,552,371</u>	<u>393,109,961</u>	Total del pasivo circulante	6	552,203,628	447,776,294
Total del activo circulante	6						
Activo no circulante				Pasivo no circulante			
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	8,12	14,874,579	16,841,545	Deuda a largo plazo, neta de la porción circulante	8,16	1,738,249,903	1,890,490,407
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	13	1,211,749,502	1,402,486,084	Arrendamiento a largo plazo, neta de la porción circulan	8,17	62,301,542	-
Derechos de uso	17	70,818,314	-	Beneficios a los empleados	19	1,456,815,367	1,080,542,046
Documentos por cobrar netos de la porción circulante y otros	8,15-a	122,565,306	119,828,598	Provisión para créditos diversos	20	98,011,908	101,753,256
Impuestos y derechos diferidos	21	136,166,747	122,784,730	Otros pasivos		4,397,299	9,528,385
Activos intangibles, neto	14	14,584,524	13,720,540	Impuestos diferidos	21	3,676,735	4,512,312
Otros activos	15-b	7,136,677	6,425,810				
		<u>1,577,895,649</u>	<u>1,682,087,307</u>	Total del pasivo no circulante	6	3,363,452,754	3,086,826,406
Total del activo no circulante	6			Total del pasivo		3,915,656,382	3,534,602,700
				Patrimonio (déficit)	6,22		
				Participación controladora:			
				Certificados de aportación "A"		478,675,447	356,544,447
				Aportaciones del Gobierno Federal		43,730,591	43,730,591
				Reserva legal		1,002,130	1,002,130
				Resultados acumulados integrales		(240,078,590)	71,947,067
				Déficit acumulado:			
				De ejercicios anteriores		(1,933,106,785)	(1,752,732,435)
				Pérdida neta del año		<u>(347,289,362)</u>	<u>(180,374,350)</u>
				Total participación controladora		(1,997,066,569)	(1,459,882,550)
				Total participación no controladora		<u>(141,793)</u>	<u>477,118</u>
				Total de patrimonio (déficit)		(1,997,208,362)	(1,459,405,432)
				Compromisos y contingencias	26-27		
				Eventos subsecuentes	28		
Total del activo		\$ <u>1,918,448,020</u>	<u>2,075,197,268</u>	Total del pasivo y patrimonio (déficit)		\$ <u>1,918,448,020</u>	<u>2,075,197,268</u>

Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias

Estados consolidados del resultado integral

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2019	2018	2017
Ventas netas:				
En el país	6.7	\$ 807,020,214	980,559,538	877,360,038
De exportación	6.7	585,842,291	691,886,610	508,539,112
Ingresos por servicios	6.7	9,108,680	8,673,002	11,130,569
Total de ventas		<u>1,401,971,185</u>	<u>1,681,119,150</u>	<u>1,397,029,719</u>
Deterioro (reversa de deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	6.13 e)	97,082,214	(21,418,997)	151,444,560
Costo de lo vendido	6.23	<u>1,122,933,424</u>	<u>1,199,511,561</u>	<u>1,004,204,880</u>
Rendimiento bruto		<u>181,955,547</u>	<u>503,026,586</u>	<u>241,380,279</u>
Otros ingresos(gastos)				
Otros ingresos	24-a	14,940,447	41,517,631	32,253,564
Otros gastos	24-b	(7,211,691)	(18,465,120)	(27,079,488)
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	23	21,885,911	24,357,209	21,889,670
Gastos de administración	23	<u>130,768,822</u>	<u>134,321,481</u>	<u>119,939,454</u>
Rendimiento de operación	6	<u>37,029,570</u>	<u>367,400,407</u>	<u>104,725,231</u>
Ingreso financiero 1	6	24,483,706	31,557,122	16,165,853
(Costo) financiero 2	6	(132,861,340)	(120,727,022)	(117,644,548)
(Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto	6.18	(18,512,026)	(22,258,613)	25,338,324
Utilidad en cambios, neta	6.18	<u>86,930,388</u>	<u>23,659,480</u>	<u>23,184,122</u>
Suma de (costos) financieros netos, (costos) por instrumentos financieros derivados, neto y utilidad en cambios neta		(39,959,272)	(87,769,033)	(52,956,249)
(Pérdida) rendimiento neto en la participación de los resultados de negocios conjuntos asociadas y otras	6.12	(1,157,893)	1,527,012	360,440
(Pérdida) rendimiento antes de derechos, impuestos y otros		(4,087,595)	281,158,386	52,129,422
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	21	372,812,500	469,933,595	338,044,209
Beneficio por Impuestos netos a la utilidad	21	<u>(28,989,011)</u>	<u>(8,355,372)</u>	<u>(5,064,168)</u>
Total de derechos, impuestos y otros	6	<u>343,823,489</u>	<u>461,578,223</u>	<u>332,980,041</u>
Pérdida neta	6	<u>\$ (347,911,084)</u>	<u>(180,419,837)</u>	<u>(280,850,619)</u>
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Efecto por conversión		(2,695,532)	846,191	(6,096,459)
Activos financieros disponibles para la venta		-	-	5,564,130
Partida que no será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a los empleados neto de impuestos		<u>(309,327,314)</u>	<u>222,545,556</u>	<u>12,038,710</u>
Total de otros resultados integrales		(312,022,846)	223,391,747	11,506,381
(Pérdida) utilidad integral total		<u>\$ (659,933,930)</u>	<u>42,971,910</u>	<u>(269,344,238)</u>
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora	\$	(347,289,362)	(180,374,350)	(280,844,899)
Participación no controladora		<u>(621,722)</u>	<u>(45,487)</u>	<u>(5,720)</u>
Pérdida neta	\$	<u>(347,911,084)</u>	<u>(180,419,837)</u>	<u>(280,850,619)</u>
Otros resultados atribuibles a:				
Participación controladora	\$	(312,025,657)	223,834,249	11,512,259
Participación no controladora		<u>2,811</u>	<u>(442,502)</u>	<u>(5,878)</u>
Total de otros resultados integrales	\$	<u>(312,022,846)</u>	<u>223,391,747</u>	<u>11,506,381</u>
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	\$	(659,315,019)	43,459,899	(269,332,640)
Participación no controladora		<u>(618,911)</u>	<u>(487,989)</u>	<u>(11,598)</u>
(Pérdida) utilidad integral total	\$	<u>(659,933,930)</u>	<u>42,971,910</u>	<u>(269,344,238)</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros consolidados

^[1] Incluye productos financieros por inversiones y ganancia por tasa de descuento de pasivo por taponamiento de pozos en 2019, 2018 y 2017.

^[2] Incluye, principalmente, intereses de la deuda.

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

Estados consolidados de variaciones en el patrimonio (deficit)

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(Ver Nota 22)

	Certificados de Aportación "A"	Aportaciones del Gobierno Federal	Reserva legal	Participación controladora		Déficit acumulado			Participación no controladora	Total patrimonio (déficit)
				Resultados acumulados integrales	Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	Del ejercicio	De ejercicios anteriores	Total		
				Efecto acumulado por conversión						
Saldos al 31 de diciembre de 2017	\$ 356,544,447	43,730,591	1,002,130	44,633,012	(196,520,194)	(280,844,899)	(1,471,862,579)	(1,503,317,492)	965,107	(1,502,352,385)
Ajuste por adopción de IFRS 9	-	-	-	-	-	-	(24,957)	(24,957)	-	(24,957)
Saldos ajustados al 1o. de enero de 2018	356,544,447	43,730,591	1,002,130	44,633,012	(196,520,194)	(280,844,899)	(1,471,887,536)	(1,503,342,449)	965,107	(1,502,377,342)
Traspaso a déficit acumulado	-	-	-	-	-	280,844,899	(280,844,899)	-	-	-
Resultado integral total	-	-	-	1,287,215	222,547,034	(180,374,350)	-	43,459,899	(487,989)	42,971,910
Saldos al 31 de diciembre de 2018	356,544,447	43,730,591	1,002,130	45,920,227	26,026,840	(180,374,350)	(1,752,732,435)	(1,459,882,550)	477,118	(1,459,405,432)
Traspaso a déficit acumulado	-	-	-	-	-	180,374,350	(180,374,350)	-	-	-
Incremento a los certificados	122,131,000	-	-	-	-	-	-	122,131,000	-	122,131,000
Pérdida integral total	-	-	-	(2,691,157)	(309,334,500)	(347,289,362)	-	(659,315,019)	(618,911)	(659,933,930)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	\$ 478,675,447	43,730,591	1,002,130	43,229,070	(283,307,660)	(347,289,362)	(1,933,106,785)	(1,997,066,569)	(141,793)	(1,997,208,362)

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros consolidados

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

Estados consolidados del flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Actividades de operación:			
Pérdida neta	\$ (347,911,084)	(180,419,837)	(280,850,619)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Impuestos y derechos a la utilidad	343,823,489	446,612,429	375,258,833
Depreciación y amortización	137,187,010	153,382,040	156,704,513
Amortización de intangibles	543,372	2,643,326	-
Deterioro (reversa de deterioro) de propiedades maquinaria y equipo	97,082,214	(21,418,997)	151,444,560
Pozos no exitosos	71,604,308	15,443,086	6,164,624
Gastos de Exploración	7,990,877	(2,171,218)	(1,447,761)
Pérdida por venta de propiedades, planta y equipo	2,541,558	16,885,264	17,063,671
Bajas de activos financieros disponibles para la venta	-	-	2,808,360
Depreciación de derechos de uso	7,429,275	-	-
Pérdida por venta de activos financieros disponibles para la venta	-	-	3,523,748
Disminución en activos financieros disponibles para la venta	-	-	1,360,205
Utilidad por venta de compañías	-	(701,171)	(3,139,103)
(Utilidad) pérdida cambiaria no realizada de la provisión de taponamiento	(258,816)	(6,953,200)	7,774,000
Efecto de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas, neto	1,157,893	(1,527,012)	(360,440)
Dividendos	-	-	(180,675)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(78,244,974)	(19,762,208)	(16,685,439)
Intereses a cargo	132,861,340	120,727,022	117,644,548
Intereses a favor	<u>(24,483,706)</u>	<u>(9,520,962)</u>	-
Fondos utilizados en actividades de operación:	351,322,756	513,218,562	537,083,025
Impuestos y derechos a la utilidad pagados	(347,515,447)	(443,785,240)	(372,240,560)
Instrumentos financieros con fines de negociación	11,640,873	5,880,442	(38,377,961)
Clientes y cuentas por cobrar	(13,285,925)	(286,509)	(27,124,228)
Cuentas por cobrar a largo plazo	-	-	114,693
Activos intangibles	-	-	(5,166,184)
Inventarios	(649,629)	(18,163,638)	(17,966,870)
Otros activos	-	(530,711)	(1,972,532)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	1,137,483	1,706,268	4,544,794
Proveedores	46,561,282	9,887,334	(11,694,162)
Reserva para créditos diversos	(5,787,614)	(5,950,348)	(7,266,629)
Reserva para beneficios a los empleados	66,954,701	53,604,884	50,065,396
Otros impuestos y derechos	<u>(25,157,966)</u>	<u>26,205,546</u>	<u>(46,601,312)</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	85,220,514	141,786,590	63,397,470
Actividades de inversión:			
Documento recibido del Gobierno Federal	-	2,364,053	-
Recursos provenientes de la venta de activos financieros disponibles para la venta	-	-	8,026,836
Intereses cobrados por el documento recibido del Gob. Federal	-	187,615	-
Otros documentos por cobrar	68,863	1,246,763	-
Recursos provenientes de la venta de compañías	-	4,078,344	3,141,710
Intereses recibidos	16,217,132	-	-
Otros activos	(710,867)	-	-
Adquisiciones de propiedades, mobiliario y equipo	(109,653,693)	(94,003,596)	(91,859,465)
Activos intangibles	<u>(17,220,238)</u>	<u>(14,957,093)</u>	-
Flujos netos de efectivo usados en actividades de inversión	<u>(111,298,803)</u>	<u>(101,083,914)</u>	<u>(80,690,919)</u>
Efectivo excedente para aplicar en actividades de financiamiento	(26,078,289)	40,702,676	(17,293,449)
Actividad de financiamiento:			
Incremento en el patrimonio por Certificados de aportación "A"	122,131,000	-	-
Documento recibido del Gobierno Federal	32,493,666	-	-
Intereses cobrados por el documento recibido del Gob. Federal	6,211,217	-	-
Pagos de arrendamientos	(10,709,421)	-	-
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	1,167,834,946	899,769,012	704,715,468
Pagos de principal de préstamos	(1,185,042,283)	(841,033,392)	(642,059,819)
Intereses pagados	<u>(127,945,203)</u>	<u>(115,289,389)</u>	<u>(108,910,417)</u>
Flujos netos de efectivo de (usados en) actividades de financiamiento	4,973,922	(56,553,769)	(46,254,768)
Decremento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(21,104,367)</u>	<u>(15,851,093)</u>	<u>(63,548,217)</u>
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(186,411)	(88,252)	(2,132,542)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	<u>81,912,409</u>	<u>97,851,754</u>	<u>163,532,513</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	\$ <u>60,621,631</u>	<u>81,912,409</u>	<u>97,851,754</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros consolidados

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 y que incluye artículos transitorios que establecen el marco legal que debe implementarse en materia energética.

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

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

Las entidades subsidiarias, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística, y Pemex Fertilizantes, 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 las Entidades Subsidiarias existentes. Pemex-Exploración y Producción se transformó en la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción, y PR, PGPB y PPQ se transformaron en la empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación Industrial. Asimismo, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó la creación de las siguientes empresas productivas subsidiarias Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Cogeneración y Servicios, Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno (la "Reorganización Corporativa").

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 subrogó en cualquier obligación contraída o derecho adquirido con anterioridad, en México y el extranjero, por Pemex Cogeneración y Servicios que se encontraba vigente al 27 de julio de 2018, fecha en que surtió efectos dicha Declaratoria.

El 24 de junio de 2019, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó la fusión de Pemex Exploración y Producción y Pemex Perforación y Servicios, así como la fusión de Pemex Transformación Industrial y Pemex Etileno, ambas con efectos a partir del 1 de julio de 2019. A partir de esa fecha Pemex Exploración y Producción quedó subrogado en los derechos y obligaciones de los que era titular Pemex Perforación y Servicios, así mismo a partir de esa misma fecha, Pemex Transformación Industrial quedó subrogado en los derechos y obligaciones de los que era titular Pemex Etileno.

El 28 de junio de 2019, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las adecuaciones a los Acuerdo de Creación de Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística y Pemex Fertilizantes, mismas que entraron en vigor en el 1 de julio de 2019.

El 30 de julio de 2019, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las Declaratorias de extinción de Pemex Perforación y Servicios y Pemex Etileno, derivadas de sus fusiones con Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, respectivamente, emitidas por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Las principales actividades que llevan a cabo las Entidades Subsidiarias son:

- Pemex Exploración y Producción: La exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país, así como en el extranjero, así como a la perforación, terminación y reparación de pozos y ejecución y administración de los servicios integrales de intervenciones a pozos.
- 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, así como la producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno, por cuenta propia o de terceros.
- 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.

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 tienen influencia significativa pero no control o control conjunto sobre sus políticas financieras y operativas. Para efectos de estos estados financieros consolidados, Petróleos Mexicanos, empresas productivas Subsidiarias y 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 27 de abril de 2020, fueron autorizados para su emisión estos estados financieros consolidados y sus notas al 31 diciembre de 2019, por los siguientes funcionarios: Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General, Lic. Alberto Velázquez García, Director Corporativo de Finanzas, Lic. Carlos Fernando Cortez González, Subdirector de Presupuesto y Contabilidad y el C.P. Oscar René Orozco Piliado, Gerente de Contabilidad Central.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los asuntos de valoración de auditoría son informados al Comité de Auditoría.

Este es el primer conjunto de estados financieros anuales de PEMEX en los que se ha aplicado la NIIF 16 Arrendamientos (NIIF 16). Los cambios en las políticas contables significativas se describen en la Nota 4.

Bases de presentación –

A. Bases de contabilización

PEMEX preparó estos estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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 derivados (IFD’s)	Valor razonable
Beneficios a empleados	Valor razonable de los activos del plan menos valor presente de la obligación. (Plan de Beneficios Definidos)

C. Negocio en marcha

Los estados financieros consolidados han sido preparados bajo la base de negocio en marcha, la que supone que PEMEX podrá continuar con sus operaciones y cumplir con sus obligaciones de pago por un período razonable (ver Nota 22-F).

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. El presupuesto con el que opera Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias por ser entidades del Gobierno Federal, incluyendo el techo de gasto de servicios personales, se elabora, aprueba y ejerce en pesos mexicanos.
- iii. La provisión por beneficios a los empleados representa el 37% y 31% de los pasivos totales de PEMEX al 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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

De las divisas recibidas por PEMEX (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 "F", 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
- Nota 3-I Arrendamientos – Opciones de cancelación anticipada o de renovación
- Nota 3-K Provisiones – Pasivos ambientales y retiro de activos
- Nota 3-L Beneficios a empleados – 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 Administración de Riesgos y Aseguramiento 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.

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, Cambios contables.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 a su valor razonable 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.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La información de inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras se presenta en la Nota 12.

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.

Los activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio en la fecha de presentación. Los activos y pasivos no monetarios que se miden al valor razonable en una moneda extranjera se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio cuando se determinó el valor razonable. Las partidas no monetarias que se miden en función del costo histórico en una moneda extranjera se convierten al tipo de cambio en la fecha de la transacción. Las diferencias de moneda extranjera generalmente se reconocen en los estados consolidados de resultados integrales y se presentan dentro de rendimiento (pérdida) en cambios.

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 de la fecha de la transacción 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.

Cuando una operación en el extranjero se dispone total o en parcialmente de tal manera que se pierde el control, influencia significativa o control conjunto, la cantidad acumulada en la reserva de conversión relacionada con esa operación en el extranjero se reclasifica al estado consolidado de resultados integrales como parte de la ganancia o pérdida por disposición. Si PEMEX dispone parcialmente de su participación en una subsidiaria, pero retiene el control, entonces la proporción correspondiente al monto acumulado se reasigna a la participación no controladora. Cuando PEMEX dispone parcialmente de una asociada o negocio conjunto, pero conserva influencia significativa o control conjunto, la proporción correspondiente al monto acumulado se reclasifica a resultados.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los activos 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, las partidas no medidas a valor razonable con cambios en resultados incluirán 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 –

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.

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>

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 18). 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 –

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;
- 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 son solo pagos de principal e intereses (SPPI)

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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”).

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 –

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.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

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.

Dichos contratos no se contabilizan como coberturas designadas formalmente. Los IFD se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como un pasivo financiero cuando el valor razonable es negativo.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

vi. Deterioro

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.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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;
- 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.

Cancelación –

El importe en libros bruto de un activo financiero se cancela 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 cancelar el importe en libros bruto cuando el activo financiero cuente con el dictamen de incobrabilidad establecido en las Políticas Generales y Procedimientos para Cancelar Adeudos. 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 cancelados podrían estar sujetos a acciones legales a fin de cumplir con los procedimientos de PEMEX para la recuperación de los importes adeudados.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

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 incurrir.

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

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.

Hasta diciembre de 2018, el valor capitalizado de los arrendamientos financieros se presentó en la partida de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo. A partir del 1 de enero de 2019 se presentan como parte del activo por derecho de uso.

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.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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.

Hasta diciembre de 2018, las propiedades, planta y equipo mantenidos bajo contratos de arrendamiento financiero se depreciaba 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 13.

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, pozos no asignados a una reserva, gastos de exploración, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural

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: (i) la amortización acumulada bajo el método de línea recta durante su vida útil estimada y (ii) 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. Derivado de la Adopción de NIIF-16, en 2019, los derechos de vía se reclasifican a Derechos de Uso.

Las vidas útiles estimadas de elementos de activos intangibles para el período actual y comparativo se muestran en la Nota 14.

Las vidas útiles y los valores residuales se revisan a cada fecha de presentación y se ajustan si es necesario.

ii. Pozos no asignados a una reserva, gastos de exploración, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural.

a) Pozos no asignados a una reserva

Los pozos no asignados a una reserva incluyen principalmente, costos de perforación, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural y derechos de vía.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

b) Gastos de exploración, 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 a continuación:

Método de Esfuerzos Exitosos –

PEMEX aplica la NIIF 6 – Exploración y Evaluación de Recursos Minerales, que permite que una entidad desarrolle una política contable para activos para la exploración y evaluación. Por lo cual PEMEX, utiliza el método de esfuerzos exitosos que, requiere una relación de causa y efecto entre los costos incurridos y el reconocimiento de reservas específicas. Generalmente, si se incurre en un costo sin un beneficio futuro identificable, se carga a gastos.

Antes de estar en posibilidades de determinar el tratamiento contable de un costo, hay que clasificarlo como un costo de adquisición de propiedad, de exploración, de desarrollo o de producción.

Gastos de exploración y evaluación –

Los costos de exploración geológica y geofísica incluyendo costos topográficos, estudios geológicos, derechos de accesos a propiedades, remuneraciones y gastos de geólogos y geofísicos, se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos.

Los costos asociados directamente con un pozo de exploración, diferentes a los costos mencionados en el párrafo anterior, se capitalizan inicialmente como un activo intangible (pozos no asignados a una reserva) 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. 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.

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 activo intangible (pozos no asignados a una reserva). 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: (a)(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; o (b) las reservas probadas son registradas dentro de los 12 meses siguientes a la terminación de la perforación exploratoria.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 (a) y (b) 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 no exitosos, se capitalizan dentro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y se deprecian o amortizan al inicio de la producción como se describe en la política contable para pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Adquisición de propiedad –

Adquisición de propiedades establece que deben ser capitalizados cuando son incurridos los costos relativos a la adquisición de propiedades, con reservas probadas o sin probar, los cuales incluyen las cuotas por la posesión o arrendamiento, concesión, u otra forma que represente el derecho de extraer petróleo o gas.

Exploración –

La exploración comprende todos los gastos relativos a la búsqueda de reservas de petróleo y/o gas, incluyendo la depreciación y los costos aplicables del equipo e instalaciones de apoyo, y los costos de perforación de pozos exploratorios y de pozos estratigráficos exploratorios. Algunos costos de exploración deben cargarse directamente a gastos cuando ocurren, como son los costos de mantenimiento de propiedades sin explotar, debido a que tales costos no incrementan las posibilidades de que dichos terrenos contengan reservas probadas, así como los costos de estudios geológicos, topográficos y geofísicos, incluyendo salarios y otros gastos relacionados, porque no representan la adquisición de un activo identificable, estos estudios representan gastos de investigación.

Todos los costos para perforar pozos exploratorios se capitalizan y se clasifican como pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, no asociados a una reserva, hasta que se determine si un pozo tiene o no reservas probadas. Una vez terminados los pozos exploratorios, se determina el tratamiento futuro de estos costos.

Desarrollo –

Los costos de desarrollo se asocian a reservas probadas previamente descubiertas, con beneficios futuros previamente conocidos. Por tanto, todos los costos en que se incurra en actividades de desarrollo deberán ser capitalizados.

El desarrollo incluye todos los costos incurridos al crearse un sistema de pozos productivos, equipos relacionados e instalaciones en reservas probadas para que pueda extraerse (producirse) el petróleo y/o gas. Los costos de desarrollo se relacionan con reservas probadas específicas. El costo de construcción de caminos para ganar acceso a reservas probadas es un costo de desarrollo, como lo es el costo de proveer instalaciones para la extracción, tratamiento, recolección y almacenaje de petróleo y/o gas. Los costos de desarrollo también incluyen la depreciación y los costos de operación de los equipos e instalaciones usadas en actividades de desarrollo. Asimismo, deberán capitalizarse los pozos de desarrollo no productivos (orificios secos), ya que se consideran como un costo de crear el sistema total de producción para las reservas probadas.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Producción –

La producción incluye los costos incurridos para elevar el petróleo y/o gas hasta la superficie, su recolección, tratamiento, procesamiento y almacenamiento de campo.

La función de producción termina en el tanque de almacenamiento del campo de producción o, en circunstancias excepcionales en el primer punto de entrega del petróleo y/o gas a la conducción principal, refinería, terminal marítima o transporte común.

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" (las Normas para la estimación y auditoría de Reservas de Petróleo y Gas promulgadas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros) vigentes a la fecha, 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.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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

PEMEX adopto la NIIF 16 utilizando el enfoque retrospectivo modificado, en consecuencia, la información comparativa no se actualizo y se sigue presentando conforme la NIC 17 y la Interpretación a la Norma Internacional de Información Financiera ("CINIIF") 4. Los detalles de las políticas contables según la NIC 17 y la CINIIF 4 se revelan más adelante.

Política aplicable a partir del 1 de enero de 2019

Al inicio de un contrato, PEMEX evalúa si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si el contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para evaluar si un contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado, PEMEX utiliza la definición de arrendamiento en la NIIF 16.

Esta política se aplica a los contratos celebrados o modificados a partir del 1 de enero de 2019.

Como arrendatario –

Al comienzo o en la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento, PEMEX asigna la contraprestación en el contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de sus precios independientes relativos. Sin embargo, PEMEX ha elegido para algunos arrendamientos no separar los componentes que no son de arrendamiento y contabilizar los componentes de arrendamiento y los que no son de arrendamiento como un solo componente de arrendamiento.

PEMEX reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha de inicio del arrendamiento. El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, que comprende el monto inicial del pasivo por arrendamiento ajustado por cualquier pago de arrendamiento realizado en o antes de la fecha de inicio, más los costos directos iniciales incurridos y una estimación de los costos para dismantelar y retirar el activo subyacente o para restaurar el activo subyacente o el sitio en el que se encuentra, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

El activo por derecho de uso se deprecia posteriormente utilizando el método de línea recta desde la fecha de inicio hasta el final del plazo del arrendamiento, a menos que el arrendamiento transfiera la propiedad del activo subyacente a PEMEX al final del plazo del arrendamiento o el costo del activo por derecho de uso refleja que PEMEX ejercerá una opción de compra. En ese caso, el activo por derecho de uso se depreciará a lo largo de la vida útil del activo subyacente, que se determina sobre la misma base que los de propiedad y equipo. Además, el activo por derecho de uso se reduce periódicamente por pérdidas por deterioro, si corresponde, y se ajusta para ciertas nuevas mediciones del pasivo por arrendamiento. Las vidas útiles del activo por derecho de uso se muestran en la Nota 17.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos de arrendamiento que no se han pagado en la fecha de inicio, descontados, utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento o, si esa tasa no se puede determinar fácilmente, la tasa incremental de endeudamiento de PEMEX. En general, PEMEX utiliza su tasa de interés incremental como tasa de descuento.

PEMEX determina su tasa de endeudamiento incremental obteniendo tasas de interés de varias fuentes de financiamiento externo y realiza ciertos ajustes para reflejar los términos del arrendamiento y el tipo de activo arrendado.

Los pagos de arrendamiento incluidos en la determinación del pasivo de arrendamiento comprenden lo siguiente:

- pagos fijos, incluyendo los pagos fijos en esencia;
- pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, inicialmente medidos utilizando el índice o la tasa en la fecha de inicio;
- importes que se espera pagar como garantía del valor residual; y
- el precio de la una opción de compra que PEMEX está razonablemente seguro de ejercer, los pagos de arrendamiento por un período de renovación opcional si PEMEX está razonablemente seguro de ejercer la opción de extensión y las penalizaciones por la terminación anticipada de un arrendamiento a menos que PEMEX esté razonablemente seguro de no rescindir anticipadamente.

El pasivo por arrendamiento se mide al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo. Se vuelve a medir cuando hay un cambio en los pagos de arrendamiento futuros que surgen por un cambio en un índice o tasa, si hay un cambio en la estimación del monto que se espera pagar bajo una garantía de valor residual, si PEMEX cambia su evaluación de ejercer una opción de compra, extensión o terminación o si hay un pago de arrendamiento fijo revisado en sustancia.

Cuando el pasivo por arrendamiento se vuelve a medir de esta manera, se realiza el ajuste correspondiente al importe en libros del activo por derecho de uso o se registra en resultados si el importe en libros del activo por derecho de uso se ha reducido a cero.

PEMEX presenta por separado los activos por derecho de uso y los pasivos de arrendamiento en el estado de situación financiera.

Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor –

PEMEX ha elegido no reconocer los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos para arrendamientos de activos de bajo valor y arrendamientos a corto plazo. PEMEX reconoce los pagos de arrendamiento asociados con estos arrendamientos como un gasto en línea recta durante el plazo del arrendamiento.

Política aplicable antes del 1 de enero de 2019 –

Para los contratos celebrados antes del 1 de enero de 2019, PEMEX determinó si el acuerdo era o contenía un arrendamiento basado en la evaluación de si:

- el cumplimiento del acuerdo dependía del uso de un activo o activos específicos; y

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- el acuerdo había transmitido el derecho a utilizar el activo. Un acuerdo transmitía el derecho a usar el activo si se cumplía uno de los siguientes requisitos:
 - el comprador tenía la capacidad o el derecho de operar el activo mientras obtenía o controlaba más de una cantidad insignificante de la producción;
 - el comprador tenía la capacidad o el derecho de controlar el acceso físico al activo mientras obtenía o controlaba más de una cantidad insignificante de la producción; o
 - los hechos y circunstancias indicaron que era remoto que otras partes tomaran más de una cantidad insignificante de la producción, y el precio por unidad no era fijo por unidad de producción ni igual al precio de mercado actual por unidad de producción.

Como arrendatario

En el período comparativo, como arrendatario, PEMEX clasificó arrendamientos que transfirieron sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad como arrendamientos financieros. Cuando este fue el caso, los activos arrendados se midieron inicialmente a un monto igual al menor de su valor razonable y el valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento. Los pagos mínimos de arrendamiento eran los pagos durante el plazo de arrendamiento que el arrendatario debía hacer, excluyendo cualquier renta contingente. Posterior al reconocimiento inicial, los activos se contabilizaron de acuerdo con la política contable aplicable a ese activo.

Los activos mantenidos bajo otros arrendamientos se clasificaron como arrendamientos operativos y no se reconocieron en el estado de situación financiera de PEMEX. Los pagos realizados bajo arrendamientos operativos se reconocieron en resultados en forma lineal durante el plazo del arrendamiento. Los incentivos de arrendamiento recibidos fueron reconocidos como parte integral del gasto total de arrendamiento, durante el plazo del arrendamiento.

J. 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

K. 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Las nuevas remediciones 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.

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 remediciones 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.

L. 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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
- 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. Derechos, regalías y contraprestaciones

Derechos –

PEMEX es sujeto de impuestos y derechos especiales, los cuales se basan principalmente en el valor de los hidrocarburos extraídos con ciertas deducciones.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 cumplen con la definición de IAS 12 se registran en costos y gastos conforme a su naturaleza.

Regalías y contraprestaciones –

Las regalías y contraprestaciones son pagaderas en los contratos de licencia a los que se hace referencia en la Nota 13; 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.

M. 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.

N. 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 de compra y un precio de venta, PEMEX mide los activos y las posiciones de largo plazo a un precio compra y los pasivos y posiciones cortas a un precio de venta.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

O. Ingresos de contratos con clientes

Los ingresos se miden en función de la contraprestación especificada en un contrato con un cliente. PEMEX reconoce los ingresos cuando transfiere el control sobre un bien o servicio a un cliente (ver Nota 7).

P. Segmentos operativos

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

Q. Presentación del estado consolidado del resultado integral

Los ingresos, 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 y derechos 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 a la producción, deterioro, gastos de exploración, pérdidas no operativas, entre otros.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Otros ingresos y otros gastos –

Otros ingresos y otros gastos son aquellos conceptos de ingresos y gastos que no están directamente relacionados con el objeto de PEMEX.

Gastos de distribución, transportación y venta –

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

Gastos de administración –

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

ii. *Ingreso financiero y costo financiero y ganancia (pérdida) neta por instrumentos financieros derivados, neta*

Ingresos financieros –

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 el ingreso y el gasto por intereses, se aplica la tasa de interés efectiva al importe en libros bruto del activo (cuando el activo no tiene deterioro crediticio) o al costo amortizado del pasivo o al valor presente de las obligaciones por arrendamiento. No obstante, para los activos financieros con deterioro crediticio posterior al reconocimiento inicial, el ingreso por intereses se calcula aplicando la tasa de interés efectiva al costo amortizado del activo financiero. Si el activo deja de tener deterioro, el cálculo del ingreso por intereses vuelve a la base bruta.

Pérdidas y ganancias por instrumentos financieros derivados, neto –

Incluye el resultado de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados.

4. CAMBIOS CONTABLES Y RECLASIFICACIONES

A. Cambios contables

a. NIIF 16 “Arrendamientos” (“NIIF 16”)

En enero de 2016 el IASB publicó la NIIF 16, que reemplaza la NIIF 17 “Arrendamientos y guía de interpretaciones”, e interpretaciones relacionadas, incluyendo la IFRIC 4 “Determinación de si un contrato contiene un arrendamiento” (“IFRIC 4”).

A partir del 1 de enero de 2019, PEMEX aplica por primera vez la NIIF 16 Arrendamientos. A partir del 1 de enero de 2019, entraron en vigor otras normas nuevas, pero no tienen efectos materiales en los estados financieros consolidados de PEMEX.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La NIIF 16 introduce un modelo contable único en el balance para los arrendatarios. Como resultado, PEMEX, como arrendatario, ha reconocido los derechos de uso que representan sus derechos para usar los activos subyacentes y los pasivos de arrendamiento que representan sus obligaciones para realizar los pagos de arrendamiento. Existen exenciones para el reconocimiento de arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor. La contabilidad del arrendador sigue siendo similar a las políticas contables anteriores.

PEMEX ha aplicado la NIIF 16 utilizando el enfoque retrospectivo modificado. No hubo impacto contra resultados acumulados debido a que, al 31 de enero de 2019, los derechos de uso y el pasivo por arrendamiento fueron por el mismo monto (adicionalmente una reclasificación de los arrendamientos financieros previamente reconocidos). En consecuencia, la información comparativa presentada para 2018 no se ha actualizado y se presenta, como se informó anteriormente, bajo la NIC 17 y las interpretaciones relacionadas. Los detalles de los cambios en las políticas contables se revelan a continuación.

i. Definición de un contrato de arrendamiento

Anteriormente, PEMEX determinó al inicio del contrato si un acuerdo era o contenía un arrendamiento según el CINIIF 4. Ahora, PEMEX evalúa si un contrato es o contiene un arrendamiento basado en la nueva definición de un arrendamiento. Según la NIIF 16, un contrato es, o contiene un arrendamiento, si el contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación.

En la transición a la NIIF 16, PEMEX eligió aplicar el expediente práctico para evaluar qué transacciones son arrendamientos, aplicando la NIIF 16 sólo a estos contratos que previamente se identificaron como arrendamientos. Los contratos que no se identificaron como arrendamientos según la NIC 17 y la CINIIF 4 no se reevaluaron. Por lo tanto, la definición de un arrendamiento según la NIIF 16 se ha aplicado solo a los contratos celebrados o modificados a partir del 1 de enero de 2019.

ii. Como Arrendatario

PEMEX arrienda activos, principalmente equipo de transporte terrestre y ferroviario, muelles, plantas de suministro de hidrógeno, energía eléctrica y vapor y almacenamiento de gas.

Como arrendatario, PEMEX clasificó previamente los arrendamientos como operativos o financieros en función de su evaluación de si el arrendamiento transfirió sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad. Bajo la NIIF 16, PEMEX reconoce los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento para la mayoría de los arrendamientos, estos arrendamientos están en el balance general.

PEMEX ha optado por no reconocer el derecho de uso y arrendar pasivos por algunos arrendamientos de activos de corto plazo. PEMEX reconoce los pagos de arrendamiento asociados con estos arrendamientos como un gasto en línea recta durante el plazo del arrendamiento.

Política contable significativa –

PEMEX reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha de inicio del arrendamiento. El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, y posteriormente al costo menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por deterioro del valor, y se ajusta por nuevas mediciones del pasivo por arrendamiento.

El pasivo de arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos descontados de arrendamiento que no se han pagado a la fecha de inicio, utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento o, si esa tasa no se puede determinar fácilmente, la tasa de endeudamiento incremental de PEMEX. En general PEMEX utiliza su tasa de endeudamiento incremental como tasa de descuento.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El pasivo por arrendamiento se mide posteriormente aumentado por el costo de intereses sobre el pasivo por arrendamiento y disminuido por los pagos de arrendamiento realizados. Se vuelve a medir cuando hay un cambio en los pagos de arrendamiento futuros que surgen de un cambio en un índice o tasa, un cambio en la estimación del monto que se espera pagar bajo un valor residual garantizado, o si es apropiado, cambios en la evaluación de si una opción de compra o extensión, respecto a la certeza razonable de que se ejerza, o la certeza razonable de que una opción de rescisión no se ejerza.

PEMEX ha aplicado el juicio para determinar el plazo del arrendamiento para algunos contratos de arrendamiento en los que es un arrendatario que incluye opciones de renovación. La evaluación de si el Grupo está razonablemente seguro de ejercer tales opciones tiene un impacto en el plazo del arrendamiento, lo que afecta significativamente la cantidad de pasivos de arrendamiento y los derechos de uso reconocidos.

Transición –

Anteriormente, PEMEX clasificaba como arrendamientos operativos según la NIC 17. Esto incluye equipo de transporte terrestre y ferroviario, muelles, plantas de suministro de hidrógeno, energía eléctrica y vapor y almacenamiento de gas. Los contratos de arrendamiento suelen durar un período de hasta 20 años. Algunos contratos de arrendamiento incluyen una opción para renovar el contrato de arrendamiento por 5 años o sin plazo definido adicionales después del final del período no cancelable.

En la transición, para los arrendamientos clasificados como arrendamientos operativos según la NIC 17, los pasivos de arrendamiento se midieron al valor presente de los pagos de arrendamiento restantes, descontados a la tasa de endeudamiento incremental de PEMEX al 1 de enero de 2019. Los activos de derecho de uso se miden a una cantidad igual a la obligación de arrendamiento, ajustada por la cantidad de cualquier pago de arrendamiento prepago o acumulado. PEMEX aplicó este enfoque a todos los arrendamientos.

PEMEX utilizó los siguientes procedimientos prácticos al aplicar la NIIF 16 a los arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos según la NIC 17.

- Aplicó la exención de no reconocer los activos y pasivos del derecho de uso para arrendamientos con menos de 12 meses de vigencia.
- Se excluyeron los costos directos iniciales de la medición del activo por derecho de uso en la fecha de la solicitud inicial.
- Se utilizó la retrospectiva al determinar el plazo del arrendamiento si el contrato contiene opciones para extender o rescindir el arrendamiento.

PEMEX arrienda ciertos activos utilizados para su proceso productivo que fueron clasificados como arrendamientos financieros según la NIC 17, para estos arrendamientos, el valor en libros del activo por derecho de uso y el pasivo por arrendamiento al 1 de enero de 2019 se determinaron al valor en libros del activo por arrendamiento y el pasivo por arrendamiento según la NIC 17 inmediatamente antes de esa fecha.

PEMEX reclasificó de activos intangible a derechos de uso los derechos de vía que tenía registrados en ese rubro hasta el 31 de diciembre de 2018.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iii. Impactos en los estados financieros

Impactos en la transición –

En la transición a la NIIF 16, PEMEX reconoció activos de derecho de uso adicionales y pasivos de arrendamiento adicionales. El impacto en la transición se resume a continuación.

	Total
Activos por derecho de uso	\$ 72,760,580*
Pasivos por arrendamiento	\$ 70,651,797

* Incluye la reclasificación de los derechos de vía y paso que se presentaban como activos intangibles. El pasivo no se reconoce ya que se realizan pagos anticipados.

Al medir los pasivos por arrendamientos que se clasificaron como arrendamientos operativos, PEMEX descontó los pagos de arrendamiento utilizando su tasa de endeudamiento incremental al 1 de enero de 2019. La tasa promedio ponderada aplicada es 7.7%.

	2019
Pasivos por arrendamiento operativo al 31 de diciembre de 2018	\$ 62,723,909
Arrendamientos de 2018 identificados posteriormente	40,186,551
Compromiso por arrendamientos operativos	\$ 102,910,460
Monto descontado usando la tasa de endeudamiento incremental al 1 de enero de 2019	\$ 65,608,174
Pasivos por arrendamiento financiero reconocidos al 31 de diciembre de 2018	6,053,280
– Exenciones de reconocimiento por:	
– arrendamientos a corto plazo	(1,009,657)
Pasivos por arrendamiento reconocidos al 1 de enero de 2019	\$ 70,651,797

Algunas otras nuevas normas también entraron en vigor a partir del 1 de enero de 2019, pero no tienen un efecto significativo en los estados financieros de PEMEX.

B. Reclasificaciones

Con la finalidad de mejorar la presentación actual del Estado de Situación Financiera, se realizaron algunas agrupaciones no materiales al 31 de diciembre de 2018.

5. ENTIDADES SUBSIDIARIAS Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las Entidades Subsidiarias que se consolidaron son Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística, Pemex Fertilizantes, Pemex Cogeneración y Servicios (hasta el 27 de julio de 2018, ver Nota 1), Pemex Etileno y Pemex Perforación y Servicios (hasta el 30 de junio de 2019, ver Nota 1).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las Compañías Subsidiarias que se consolidaron son las siguientes:

- PEP Marine, DAC. (PEP DAC) ^(v)
- P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO) ^{(i)(viii)}
- P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Trading, DAC. (PMI Trading) ^{(i)(vi)}
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S. L. (HPE) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Services North America, Inc. (PMI SUS) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA) ⁽ⁱ⁾
- P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI CIM) ⁽ⁱ⁾⁽ⁱⁱ⁾
- PMI 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) ⁽ⁱⁱⁱ⁾
- PTI Infraestructura de Desarrollo, S. A. de C. V. (PTI ID) ^(vii)
- 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) ^(iv)
- 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 Fertilizantes Holding, S.A de C.V. (PMX FH)
- PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V. (PMX FP)
- Grupo Fertinal (GP FER)
- Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. (COMESA) ⁽ⁱⁱ⁾
- P.M.I Trading Mexico, S.A. de C.V. (TRDMX) ⁽ⁱ⁾
- Holdings Holanda Services, B.V. (HHS)

(i) Compañías Subsidiarias PMI.

(ii) Compañía con participación no controladora.

(iii) A partir del mes de agosto 2018, esta compañía es consolidada por MGAS, debido a la adquisición de sus acciones.

(iv) 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.

(v) A partir del mes de agosto de 2018, se modificó la razón social de P.M.I. Marine, DAC. a PEP Marine, DAC

(vi) 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.

(vii) El 5 de marzo de 2019, se modificó la razón social de P.M.I. Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. a PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. El 30 de mayo de 2019, las acciones de esta compañía se traspasaron a Pemex Transformación Industrial.

(viii) Esta compañía fue liquidada en diciembre de 2019.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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. Durante 2019, PEMEX definió, ocho segmentos sujetos a informar: Exploración y Producción, Transformación Industrial, Logística, Fertilizantes, Perforación y Servicios (fusionada a Pemex Exploración y Producción a partir del 1 de julio 2019, ver Nota 1), Etileno (fusionada a Pemex Transformación Industrial a partir del 1 de julio de 2019, ver Nota 1), 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. Antes del 27 de julio de 2018, PEMEX contaba con el segmento de Cogeneración y Servicios (hasta el 27 de julio de 2018, ver Nota 1).

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 23 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 combustóleo 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.

- 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 27 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. Esta compañía se fusionó el 30 de junio de 2019. (ver Nota 1).
- 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. Esta compañía se fusionó el 30 de junio de 2019. (ver Nota 1).
- 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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. Las columnas antes de las eliminaciones intersegmentos incluyen cifras no consolidadas. Como resultado, las filas presentadas a continuación podrían no sumar. Los segmentos que aquí se reportan son los mismos, que la administración de PEMEX considera para su análisis de toma de decisiones. Los segmentos de operación son presentados en la moneda de reporte de PEMEX.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2019	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Perforación y Servicios ⁽¹⁾	Logística	Fertilizantes	Etileno ⁽²⁾	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:										
Cientes externos	\$ 409,059,838	791,912,881		-	1,634,300	5,254,234	175,509,189	9,492,063	-	1,392,862,505
Intersegmentos	330,977,190	127,164,644	2,758,454	88,604,529	560,987	722,992	484,139,042	100,021,336	(1,134,949,174)	-
Ingresos por servicios (Deterioro) reversa de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	452,569	2,085,081	20,755	4,663,770	853	3,690	67,982	1,813,980	-	9,108,680
Costo de lo vendido	(169,834,947)	42,243,942	-	34,119,240	(2,298,775)	-	(1,311,674)	-	-	(97,082,214)
Rendimiento (pérdida) bruto	474,407,431	962,544,415	(1,918,085)	51,298,858	3,380,826	7,977,771	646,671,417	49,979,372	(1,071,408,581)	1,122,933,424
Otros ingresos	96,247,219	862,133	4,697,294	76,088,681	(3,483,461)	(1,996,855)	11,733,122	61,348,007	(63,540,593)	181,955,547
Otros gastos	6,765,641	3,032,601	30,949	202,800	22,575	77,625	444,289	4,363,967	-	14,940,447
Gastos de distribución y transportación	(6,088,330)	(551,926)	(45,784)	(311,878)	(7,147)	-	-	(130,791)	(75,835)	(7,211,691)
Gastos de administración	262,642	23,881,788	-	22,467	288,347	126,064	1,323,007	31,323	(4,049,727)	21,885,911
Rendimiento (pérdida) de operación	58,889,451	50,067,272	282,524	8,504,381	615,830	585,069	2,575,536	68,791,707	(59,542,948)	130,768,822
Ingreso financiero	37,772,437	(70,606,252)	4,399,935	67,452,755	(4,372,210)	(2,630,363)	8,278,868	(3,241,847)	(23,753)	37,029,570
Costo financiero	82,736,593	1,924,073	248,966	697,130	65,049	14,090	801,046	156,297,750	(218,300,991)	24,483,706
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados	(133,855,016)	(6,161,047)	(386,894)	(434,392)	(770,869)	(185,433)	(971,573)	(208,419,002)	218,322,886	(132,861,340)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	(2,262,632)	(9,231)	-	-	-	-	(1,471,566)	(14,768,593)	(4)	(18,512,026)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	78,219,349	3,710,324	95,658	214,157	48,226	(35,843)	(212,619)	4,891,136	-	86,930,388
Impuestos, derechos y otros	28,770	105,447	-	(17,682)	(2,314,587)	-	1,195,058	(295,764,002)	295,609,103	(1,157,893)
(Pérdida) rendimiento neto	\$ (309,502,484)	(71,036,686)	2,859,543	87,814,635	(7,344,391)	(1,391,347)	5,185,865	(350,103,460)	295,607,241	(347,911,084)
Total de activo circulante	985,938,224	220,597,465	-	111,583,417	7,773,098	-	161,300,389	718,345,361	(1,864,985,583)	340,552,371
Total del activo no circulante	769,244,352	385,462,326	-	160,374,484	1,720,770	-	43,127,474	1,001,402,395	(783,436,153)	1,577,895,648
Total del pasivo circulante	393,129,182	290,128,797	-	28,995,291	12,648,563	-	125,341,872	1,564,317,345	(1,862,357,422)	552,203,628
Total del pasivo no circulante	2,210,050,053	682,521,743	-	78,111,581	6,121,684	-	3,382,236	2,080,349,970	(1,697,084,513)	3,363,452,754
Patrimonio (déficit)	(847,996,658)	(366,590,749)	-	164,851,029	(9,276,379)	-	75,703,755	(1,924,919,559)	911,020,199	(1,997,208,362)
Depreciación y amortización	102,959,025	24,653,730	369,636	6,521,380	(323,902)	607,016	93,193	2,306,932	-	137,187,010
Costo neto del periodo	34,522,749	54,339,969	12,056	243,330	(6,361)	7,860	37,512	27,019,834	-	116,176,949

⁽¹⁾ Esta Empresa Subsidiaria se fusionó el 30 de junio de 2019. Para los periodos subsecuentes a la fusión, todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Exploración y Producción (Ver Nota 1). Por lo anterior, estas cifras no son comparables contra las cifras de 2018.

⁽²⁾ Esta Empresa Subsidiaria se fusionó el 30 de junio de 2019. Para los periodos subsecuentes a la fusión, todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial (Ver Nota 1). Por lo anterior, estas cifras no son comparables contra las cifras de 2018.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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	960,558,229	-	-	-	2,933,424	12,809,114	204,103,954	9,778,796		1,672,446,148
Intersegmentos	397,199,590	141,997,392	-	3,414,033	63,672,574	65,802	1,635,050	640,382,216	119,762,378	(1,368,129,035)	-
Ingresos por servicios	23,110	546,136	-	198,775	4,708,217	4,742	13,379	64,038	3,114,605	-	8,673,002
Reversa (Deterioro) 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	4,509,881	15,952,951	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	78,507,057	(119,088,987)	503,026,586
Otros ingresos	23,672,128	6,633,510	1,788	62,488	178,431	81,808	149,035	1,703,304	7,683,041	1,352,098	41,517,631
Otros gastos	(11,196,845)	(1,263,080)	-	(3,860,217)	(40,248,271)	(10,389)	(7)	87,697	(911,091)	38,937,083	(18,465,120)
Gastos de distribución y transportación	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	785,883	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)	(3,458,598)	4,980,058	10,658,746	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)	-	-	-	-	-	382,568	(3,497,812)	(5)	(22,258,613)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	28,035,087	(1,707,558)	-	31,051	167,982	(2,577)	(28,542)	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)	X	217,252	(62,575,557)	(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	(1,853,935,478)	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	108,467	149,750	4,272,341	2,116,660,861	(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	64,386,827	(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).

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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	\$ -	857,456,146	-	-	-	4,123,006	12,621,648	508,539,112	3,159,238	-	1,385,899,150
Intersegmentos	762,637,362	150,360,283	114,233	3,400,456	70,671,871	642,965	1,565,757	539,193,190	79,031,944	(1,607,618,061)	-
Ingresos por servicios (Deterioro) reversa de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	6,116,937	334,755	41,741	3,714,941	2,339	26,733	66,621	826,502	-	11,130,569
Costo de lo vendido	(129,350,315)	(15,952,092)	-	-	-	(1,935,500)	-	-	(4,206,653)	-	(151,444,560)
Rendimiento (pérdida) bruto	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
Otros ingresos	242,197,637	(6,702,280)	(23,744)	2,974,026	23,460,549	(3,168,449)	(58,202)	15,801,022	45,777,108	(78,877,388)	241,380,279
Otros gastos	21,602,100	10,119,278	2,646	125,591	584,686	11,456	202,211	1,330,172	(974,856)	(749,721)	32,253,563
Gastos de distribución y transportación	(11,398,055)	(8,603,740)	-	(157,045)	(24,719,122)	(2,443)	(179,181)	(1,022,960)	(4,370,016)	23,373,074	(27,079,488)
Gastos de administración	-	26,049,566	13,581	-	73,526	528,370	334,663	375,482	59,043	(5,544,561)	21,889,670
Rendimiento (pérdida) de operación	58,539,119	38,994,887	37,679	888,776	7,459,928	352,537	1,105,554	1,564,859	62,001,641	(51,005,526)	119,939,454
Ingreso financiero	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
Costo financiero	121,293,404	11,427,907	147	57,313	1,622,827	2,248	46,113	905,405	145,907,795	(265,097,306)	16,165,853
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados	(136,378,338)	(2,398,643)	(19,882)	(795,947)	(2,307,427)	(211,004)	(1,964)	(1,328,827)	(239,003,771)	264,801,255	(117,644,548)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	(1,613,874)	5,835	-	-	-	-	-	(772,143)	27,718,506	-	25,338,324
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	10,043,316	4,924,209	-	227,365	613,099	(20,925)	(10,486)	(4,318)	7,411,862	-	23,184,122
Impuestos, derechos y otros	(75,195)	485,224	-	-	(74)	-	-	1,049,809	(212,666,494)	211,567,170	360,440
(Pérdida) rendimiento neto	338,169,260	-	-	276,967	(7,444,967)	-	-	1,972,718	6,063	-	332,980,041
Depreciación y amortización	\$ (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)
Costo neto del periodo	127,742,568	17,935,112	-	2,368,123	4,562,140	422,930	1,688,493	(19,798)	2,004,945	-	156,704,513
	32,794,386	52,538,989	-	39,697	(4,954)	(1,999)	(12,561)	16,166	22,703,351	-	108,073,075

Información complementaria por zonas geográficas –

	31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ventas netas:			
En el país	\$ 807,020,214	980,559,538	877,360,038
De exportación:			
Estados Unidos	372,134,617	434,838,159	302,912,999
Canadá, Centro y Sudamérica	3,102,066	11,274,714	13,943,080
Europa	131,498,445	158,900,339	71,470,613
Otros países	79,107,163	86,873,398	120,212,420
	585,842,291	691,886,610	508,539,112
Ingresos por servicios*	9,108,680	8,673,002	11,130,569
Total de ingresos	\$ 1,401,971,185	1,681,119,150	1,397,029,719

*Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, los ingresos por servicios prestados en mercado nacional, representaron el 80%, 63% y 92%, respectivamente.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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

Ingresos por producto –

	31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<u>Nacionales</u>			
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	\$ 725,759,040	850,342,124	738,943,017
Gas	66,303,063	110,219,691	116,021,269
Productos petroquímicos	14,958,111	19,997,723	22,395,752
Total ventas en el país	\$ 807,020,214	980,559,538	877,360,038
<u>Exportación</u>			
Petróleo crudo	\$ 408,771,392	482,259,045	356,623,114
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	118,495,443	167,796,526	124,644,353
Gas	53,353,075	34,446,277	22,253,493
Productos petroquímicos	5,222,382	7,384,762	5,018,152
Total ventas exportación	\$ 585,842,291	691,886,610	508,539,112

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

7. INGRESOS

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, los ingresos se integran como se muestra a continuación:

A. Desagregación de los Ingresos

Por el año terminado en Diciembre de:	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										
2019										
Estados Unidos	\$ 226,689,583	-	-	-	-	-	-	144,578,641	866,393	372,134,617
Otros países	57,106,954	-	-	-	-	-	-	21,001,222	4,101,054	82,209,230
Europa	124,974,855	-	-	-	-	-	-	6,409,388	1,903,942	133,288,185
Local	741,015	793,997,962	-	20,755	4,663,770	1,635,153	5,257,924	3,587,920	4,434,654	814,339,153
Suma	\$ 409,512,407	793,997,962	-	20,755	4,663,770	1,635,153	5,257,924	175,577,171	11,306,043	1,401,971,185
2018										
Estados Unidos	\$ 276,785,650	-	-	-	-	-	-	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	2,905,858	161,318,286
Local	26,696	961,104,365	-	198,775	4,708,217	2,938,166	12,822,493	64,037	4,327,233	986,189,982
Suma	\$ 482,285,741	961,104,365	-	198,775	4,708,217	2,938,166	12,822,493	204,167,992	12,893,401	1,681,119,150
2017*										
Estados Unidos	\$ -	-	-	-	-	-	-	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	-	863,573,083	334,755	41,741	3,714,941	4,125,345	12,648,381	66,619	2,922,945	887,427,810
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
Principales productos o servicios										
2019										
Petróleo Crudo	\$ 408,771,392	-	-	-	-	-	-	-	-	408,771,392
Gas	288,446	66,014,617	-	-	-	-	-	53,353,075	-	119,656,138
Petrolíferos	-	722,239,101	-	-	-	-	-	121,028,417	986,965	844,254,483
Otros Productos	-	3,659,163	-	-	-	1,634,300	5,254,234	1,127,697	8,505,098	20,180,492
Servicios	452,569	2,085,081	-	20,755	4,663,770	853	3,690	67,982	1,813,980	9,108,680
Suma	\$ 409,512,407	793,997,962	-	20,755	4,663,770	1,635,153	5,257,924	175,577,171	11,306,043	1,401,971,185

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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
2018										
Petróleo Crudo	\$ 482,259,045	-	-	-	-	-	-	-	-	482,259,045
Gas	3,586	110,216,105	-	-	-	-	-	34,446,277	-	144,665,968
Petrolíferos	-	850,342,124	-	-	-	-	-	167,796,526	-	1,018,138,650
Otros Productos	-	-	-	-	-	2,933,424	12,809,114	1,861,151	9,778,796	27,382,485
Servicios	23,110	546,136	-	198,775	4,708,217	4,742	13,379	64,038	3,114,605	8,673,002
Suma	\$ 482,285,741	961,104,365	-	198,775	4,708,217	2,938,166	12,822,493	204,167,992	12,893,400	1,681,119,150
2017*										
Petróleo Crudo	\$ -	-	-	-	-	-	-	356,623,113	-	356,623,113
Gas	-	116,021,269	-	-	-	-	-	22,253,493	-	138,274,762
Petrolíferos	-	738,943,017	-	-	-	-	-	124,644,353	-	863,587,370
Otros Productos	-	2,491,860	-	-	-	4,123,006	12,621,648	5,018,153	3,159,238	27,413,905
Servicios	-	6,116,937	334,755	41,741	3,714,941	2,339	26,733	66,621	826,502	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
Reconocimiento del ingreso										
2019										
- En un punto en el tiempo	\$ 409,059,838	791,912,881	-	-	-	1,634,300	5,254,234	175,509,189	9,492,063	1,392,862,505
- A través del tiempo	452,569	2,085,081	-	20,755	4,663,770	853	3,690	67,982	1,813,980	9,108,680
Suma	\$ 409,512,407	793,997,962	-	20,755	4,663,770	1,635,153	5,257,924	175,577,171	11,306,043	1,401,971,185
2018										
- En un punto en el tiempo	482,262,631	960,558,229	-	-	-	2,933,424	12,809,114	204,103,954	9,778,796	1,672,446,148
- A través del tiempo	23,110	546,136	-	198,775	4,708,217	4,742	13,379	64,038	3,114,605	8,673,002
Suma	\$ 482,285,741	961,104,365	-	198,775	4,708,217	2,938,166	12,822,493	204,167,992	12,893,401	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	1,385,899,150
- 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

*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).
- (2) Esta Empresa Subsidiaria se fusionó el 30 de junio de 2019. Para los periodos subsecuentes a la fusión, todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Exploración y Producción (Ver Nota 1). Por lo anterior, estas cifras no son comparables contra las cifras de 2018.
- (3) Esta Empresa Subsidiaria se fusionó el 30 de junio de 2019. Para los periodos subsecuentes a la fusión, todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial (Ver Nota 1). Por lo anterior, estas cifras no son comparables contra las cifras de 2018.

A continuación, se presenta información sobre la naturaleza y el momento en que se satisfacen las obligaciones de desempeño.

Los ingresos se miden con base en la contraprestación especificada en un contrato con un cliente. PEMEX reconoce los ingresos cuando transfiere el control sobre un bien o servicios a un cliente.

La siguiente tabla presenta información sobre la naturaleza y el momento en que se satisfacen las obligaciones de desempeño en contratos con clientes, incluyendo términos de pago significativos, y las correspondientes políticas de reconocimiento de ingresos.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Producto / servicio	Naturaleza, obligaciones de desempeño	Reconocimiento de ingresos
Ventas de petróleo crudo	<p>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").</p> <p>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, 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.</p> <p>El precio del producto se determina con base en una fórmula de componentes del mercado y con respecto al crudo vendido.</p>	<p>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</p> <p>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.</p> <p>Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables tales como reclamos de calidad y volumen, retrasos en el embarque, etc.</p>
Venta de petrolíferos	<p>En la venta de productos petrolíferos, solo existe una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables tales como reclamos de calidad y volumen, etc.</p>
Ventas de gas natural	<p>Solo hay una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>Los ingresos se miden inicialmente estimando la compensación variable como reclamaciones de calidad y volumen, etc.</p>

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Servicios	<p>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. 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>Los precios se encuentran establecidos en los contratos, los cuales también incluyen penalidades como reclamos por calidad o volumen.</p>	El ingreso se reconoce a través del tiempo en cuanto se presta el servicio.
Otros productos	<p>Existe solo una obligación de desempeño que incluye el transporte para la entrega a destino.</p> <p>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.</p>	Se estima el precio del producto en la fecha de la venta y considerado compensaciones variables como reclamaciones por calidad y volumen, etc.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019 y 2018 se tienen saldos de cuentas por cobrar derivadas de contratos con clientes por \$89,263,870 y \$87,740,515, respectivamente (ver Nota 10).

C. Expedientes prácticos utilizados

i. Contratos completados

PEMEX, por la naturaleza de sus operaciones, no tiene obligaciones de desempeño pendientes de satisfacer al 31 de diciembre de 2019.

ii. 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.

iii. Expediente práctico

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 2019 y 2018. 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.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2019 no se requiere la revelación del valor razonable por las obligaciones de arrendamiento.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Saldos al 31 de diciembre de 2019	Valor en libros					Jerarquía de valor razonable				
	Valor razonable con cambios en resultados	Valor razonable con cambios en otro 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	11,496,330	-	-	-	-	11,496,330	-	11,496,330	-	11,496,330
Instrumentos de patrimonio ⁽ⁱ⁾	-	-	346,563	-	-	346,563	-	346,563	-	346,563
Total	11,496,330	-	346,563	-	-	11,842,893				
Activos financieros no medidos a valor razonable										
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	-	60,621,631	-	60,621,631	-	-	-	-
Clientes, neto	-	-	-	89,263,870	-	89,263,870	-	-	-	-
Funcionarios y empleados	-	-	-	3,667,242	-	3,667,242	-	-	-	-
Deudores financieros	-	-	-	27,748,849	-	27,748,849	-	-	-	-
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	-	-	-	14,874,579	-	14,874,579	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	-	-	127,475,276	-	127,475,276	-	-	-	-
Otros activos	-	-	-	3,451,096	-	3,451,096	-	-	-	-
Total	-	-	-	327,102,543	-	327,102,543				
Pasivos financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos financieros derivados	(16,650,171)	-	-	-	-	(16,650,171)	-	(16,650,171)	-	(16,650,171)
Total	(16,650,171)	-	-	-	-	(16,650,171)				
Pasivos financieros no medidos a valor razonable										
Proveedores	-	-	-	-	(208,034,407)	(208,034,407)	-	-	-	-
Cuentas y gastos por pagar	-	-	-	-	(26,055,151)	(26,055,151)	-	-	-	-
Pasivo por arrendamiento	-	-	-	-	(68,148,627)	(68,148,627)	-	-	-	-
Deuda	-	-	-	-	(1,983,174,088)	(1,983,174,088)	-	(2,036,457,122)	-	(2,036,457,122)
Total	-	-	-	-	(2,273,781,860)	(2,273,781,860)				

(i) Se refiere a la participación en TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 resultados	Valor razonable con cambios en otro 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				
Activos financieros no medidos a valor razonable										
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	-	81,912,409	-	81,912,409	-	-	-	-
Clientes, neto	-	-	-	87,740,515	-	87,740,515	-	-	-	-
Deudores diversos	-	-	-	26,323,568	-	26,323,568	-	-	-	-
Funcionarios y empleados	-	-	-	6,333,216	-	6,333,216	-	-	-	-
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	-	-	-	16,841,545	-	16,841,545	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	-	-	157,982,449	-	157,982,449	-	-	-	-
Total	-	-	-	377,133,702	-	377,133,702				
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)				
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)				

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, PEMEX tiene activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera como se indica a continuación:

31 de diciembre de 2019					
Importe de moneda extranjera					
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares					
estadounidenses	11,817,320	76,053,967	(64,236,647)	18.8452	\$ (1,210,552,454)
Euros	1,974	27,932,908	(27,930,934)	21.1537	(590,842,588)
Libras esterlinas	29	1,575,918	(1,575,889)	24.9586	(39,331,978)
Yenes japoneses	-	221,975,145	(221,975,145)	0.1734	(38,490,490)
Francos suizos	-	1,666,864	(1,666,864)	19.4596	(32,436,504)
Total					\$ (1,911,654,014)

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)

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, inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras, documentos por cobrar y otros activos, arrendamientos, deuda e instrumentos financieros derivados se detalla en las siguientes notas, respectivamente:

- Nota 9, Efectivo y equivalentes de efectivo
- Nota 10, Clientes y otras cuentas por cobrar
- Nota 12, Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras.
- Nota 15 Documentos por cobrar al Gobierno Federal y otros activos
- Nota 16, Deuda
- Nota 17, Arrendamientos
- Nota 18, Instrumentos financieros derivados

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2019 y 2018, se integran por:

	31 de diciembre	
	2019	2018
Efectivo y bancos ⁽ⁱ⁾	\$ 27,502,675	41,974,735
Inversiones de inmediata realización ⁽ⁱⁱ⁾	33,118,956	39,937,674
	\$ 60,621,631	81,912,409

⁽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.

10. CLIENTES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, se integran como se muestran a continuación:

A. Cuentas por cobrar a clientes

	31 de diciembre	
	2019	2018
Cientes en el país	\$ 46,792,824	48,520,478
Cientes en el extranjero	42,471,046	39,220,037
Total de cuentas por cobrar	\$ 89,263,870	87,740,515

Para conformar una mejor presentación las cifras correspondientes al rubro de Clientes y otras cuentas por cobrar, neto fueron separadas.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A continuación se muestra la antigüedad de los saldos de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

		Clientes en el país	
		2019	2018
Saldo no vencido	\$	44,898,986	47,662,317
1-30 días		801,299	1,172,961
31-60 días		302,817	133,538
61-90 días		604,025	375,790
más 91 días		1,285,883	584,886
Total		47,893,010	49,929,492
Saldo deteriorado		(1,100,186)	(1,409,014)
Total clientes en el país, neto	\$	46,792,824	48,520,478

		Clientes en el extranjero	
		2019	2018
Saldo no vencido	\$	36,037,725	39,169,790
1-30 días		5,895,862	34,839
31-60 días		11,120	3,313
61-90 días		31,182	26,444
más 91 días		677,980	307,089
Total		42,653,869	39,541,475
Saldo deteriorado		(182,823)	(321,438)
Total de clientes en el extranjero, neto	\$	42,471,046	39,220,037

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, PEMEX tiene exposición al riesgo de crédito relacionado con las cuentas por cobrar de un plazo de pago promedio de 46 y 36 días, respectivamente.

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

		Clientes en el país	
		2019	2018
Saldo al inicio al inicio del ejercicio	\$	(1,409,014)	(951,932)
Ajuste inicial por adopción de IFRS 9		-	44,590
Saldo ajustado al 1 de enero de 2018		(1,409,014)	(907,342)
Deterioro en cuentas por cobrar		308,828	(501,672)
Saldo al final	\$	(1,100,186)	(1,409,014)

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		Cientes en el extranjero	
Saldo al inicio del periodo	\$	(321,438)	(272,813)
Ajuste inicial por adopción de IFRS 9		-	(69,639)
Saldo ajustado al 1 de enero de 2018		(321,438)	(342,452)
Aplicación de la estimación		345,354	-
Efectos por conversión		26,941	-
Deterioro en cuentas por cobrar		(233,680)	21,014
Saldo al final	\$	(182,823)	(321,438)

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 Entidades Subsidiarias 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 2019, el porcentaje de pérdida de crédito esperada para las cuentas por cobrar obtenido para cada Entidad Subsidiaria y compañía subsidiaria fue: Pemex Fertilizantes 1.72%, Pemex Transformación Industrial 1.06%, Pemex Corporativo 1.53%, Pemex Logística 1.20%, PMI CIM 0.07% y PMI TRD 0.47%. 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 de (deterioro) y/o reversa de cuentas por cobrar cargado al estado de resultados en 2019 y 2018 fue de \$(447,441) y \$582,855, respectivamente.

B. Otras cuentas por cobrar

		31 de diciembre	
		2019	2018
Activos financieros:			
Deudores diversos	\$	27,748,849	26,323,568
Funcionarios y empleados		3,667,242	6,333,216
Total de activos financieros	\$	31,416,091	32,656,784
Activos no financieros:			
Impuesto Especial Sobre Producción a favor (acreditable)	\$	31,587,018	32,601,541
Impuestos por recuperar y anticipo de impuestos		26,162,225	12,870,094
Anticipo a proveedores		565,817	597,000
Otras		1,510,661	673,845
Total de activos no financieros		59,825,721	46,742,480
Total de otras cuentas por cobrar	\$	91,241,811	79,399,263

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

11. INVENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el saldo de inventarios se integra como sigue:

		31 de diciembre	
		2019	2018
Refinados y petroquímicos	\$	41,211,837	43,134,519
Productos en tránsito		22,719,635	16,260,213
Petróleo crudo		14,087,218	16,708,606
Materiales y accesorios en almacenes		4,381,628	5,292,796
Materiales en tránsito		127,594	490,403
Gas y condensados		144,284	136,031
	\$	82,672,196	82,022,568

12. INVERSIONES EN NEGOCIOS CONJUNTOS, ASOCIADAS Y OTRAS

Las inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras al 31 de diciembre de 2019 y 2018, se integran como se muestra a continuación:

	Porcentajes de participación		31 de diciembre	
			2019	2018
Deer Park Refining Limited	49.99%	\$	12,652,599	14,731,030
Sierrita Gas Pipeline LLC	35.00%		1,171,593	1,068,995
Frontera Brownsville, LLC.	50.00%		446,202	472,898
Texas Frontera, LLC.	50.00%		199,923	228,564
CH 4 Energía, S. A.	50.00%		192,614	155,878
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C.V.	40.00%		165,370	118,478
Ductos el Peninsular, S. A. P. I. de C. V.	30.00%		-	17,244
Otras, neto	Varios		46,278	48,458
Total		\$	14,874,579	16,841,545

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Participación en los resultados de negocios conjuntos, asociados y otras:

	31 de diciembre		
	2019	2018	2017
Deer Park Refining Limited	\$ (1,438,308)	872,885	920,409
Sierrita Gas Pipeline, LLC.	118,959	124,209	129,401
Frontera Brownsville, LLC.	47,719	59,973	66,798
Texas Frontera, LLC.	47,585	55,316	51,412
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V.	46,893	54,149	(75,195)
CH 4 Energía, S. A.	36,864	15,395	125,132
PMV Minera, S. A. de C. V. ⁽ⁱ⁾	-	6,863	6,253
Ductos el Peninsular, S. A. P. I. de C. V.	(17,605)	(1,092)	74
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. ⁽ⁱ⁾	-	352,816	(1,223,640)
Ductos y Energéticos del Norte, S. A. de C. V. ⁽ⁱⁱ⁾	-	-	360,092
Otros, neto	-	(13,502)	(296)

Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas

\$	(1,157,893)	1,527,012	360,440
----	--------------------	------------------	----------------

(i) 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.

(ii) 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.

Las siguientes tablas muestran información financiera condensada de las principales inversiones reconocidas bajo el método de participación al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los estados de resultados condensados por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Estados condensados de situación financiera			
	Deer Park Refining Limited		Sierrita Gas Pipeline, LLC.	
	2019	2018	2019	2018
Total de activos	\$ 43,959,482	41,119,684	3,554,650	3,140,289
Total de pasivo	\$ 18,651,754	11,654,678	207,241	86,014
Total de capital	25,307,728	29,465,006	3,347,409	3,054,275
Total de pasivo y capital	\$ 43,959,482	41,119,684	3,554,650	3,140,289

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		Estados condensados de resultados					
		Deer Park Refining Limited			Sierrita Gas Pipeline, LLC.		
		2019	2018	2017	2019	2018	2017
Ingresos	\$	13,560,847	17,519,219	16,427,064	669,579	615,150	840,414
Costos y gastos		16,437,750	15,773,274	14,586,061	329,695	260,272	470,697
Resultado neto	\$	(2,876,903)⁽¹⁾	1,745,945	1,841,003	339,884	354,878	369,717

(1) En 2019 debido al mantenimiento mayor al que fue sometida la Refinería hubo una disminución en el procesamiento de petróleo crudo en productos refinados situación que originó la pérdida del ejercicio.

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 (capacidad instalada de aproximadamente 340,000 barriles diarios de crudo). Como parte de la Administración conjuntamente se toman decisiones sobre inversión en activos o disposición de estos, reparto de dividendos, endeudamiento y movimientos en el capital. De conformidad con el contrato de inversión y el funcionamiento del acuerdo los participantes tienen derecho sobre los activos netos en la proporción de su participación. Este acuerdo califica como un negocio conjunto y se contabiliza bajo el método de participación.
- 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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.
- 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.
- 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. El 20 de noviembre de 2017 Mexicana de Vinilo cerró permanentemente la planta. Este acuerdo se contabiliza vía método de participación. En noviembre de 2018 se vendieron la totalidad de las acciones.
- 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

13. 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 improduc-tivos	Otros activos fijos	Total
INVERSIÓN													
Saldos al 1 de enero de 2018	\$ 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)	2,780,266	(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)	-
Reversa de deterioro (deterioro)	20,226,139	-	(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	20,080,965	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
Transferencia a derechos de uso	-	(7,005,141)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7,005,141)
Adquisiciones	8,337,019	252,382	1,251,488	29,072,723	316,499	5,436,425	184,863	1,735,581	82,520,111	182,563	-	-	129,289,654
Reclasificaciones	(1,381,310)	-	428,738	-	(51,885)	(614,430)	(234,643)	47,110	(106,429)	(16,161)	35,403	-	(1,893,607)
Pozos no exitosos	-	-	-	(69,231,587)	-	-	-	-	(7,922,365)	-	-	-	(77,153,952)
Capitalizaciones	6,830,064	-	6,538,540	35,251,706	143,312	13,013,199	2,566	955,134	(62,722,409)	(12,112)	-	-	-
(Deterioro) reversa de deterioro	24,464,081	-	(4,008,680)	(83,730,351)	(499,722)	(31,991,592)	-	(1,430,077)	114,127	-	-	-	(97,082,214)
Bajas	(3,396,366)	(235,382)	(301,359)	(151,405)	(1,435,140)	-	(1,565,266)	(112,482)	(1,310,108)	(356,379)	(35,403)	(32,659)	(8,931,949)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	\$ 846,123,879	13,092,824	425,144,677	1,290,534,809	63,318,227	312,325,867	50,407,562	16,355,218	139,925,440	44,149,536	-	-	3,201,378,039
DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA													
Saldos al 1 de enero de 2018	(394,024,147)	(5,013,984)	(159,959,414)	(908,399,636)	(41,041,009)	(165,207,235)	(38,972,938)	(6,718,306)	-	-	-	-	(1,719,336,669)
Depreciación y amortización	(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
Saldos al 31 de diciembre de 2018	\$ (436,603,123)	(5,998,481)	(173,264,040)	(973,467,746)	(42,924,256)	(179,831,090)	(42,161,378)	(7,419,050)	-	-	-	-	(1,861,669,164)
Transferencia a derechos de uso	-	943,639	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	943,639
Depreciación y amortización	(49,473,592)	(591,168)	(16,380,653)	(51,574,532)	(2,131,913)	(13,820,275)	(2,556,539)	(658,338)	-	-	-	-	(137,187,010)
Reclasificaciones	1,303,186	-	41,225	-	205,661	116,278	220,301	6,956	-	-	-	-	1,893,607
Bajas	3,308,366	128,561	184,172	817	1,226,345	-	1,449,659	92,471	-	-	-	-	6,390,391
Saldos al 31 de diciembre de 2019	(481,465,163)	(5,517,449)	(189,419,296)	(1,025,041,461)	(43,624,163)	(193,535,087)	(43,047,957)	(7,977,961)	-	-	-	-	(1,989,628,537)
Pozos, ductos, pro-piedades, 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
Pozos, ductos, pro-piedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2019													
	\$ 364,658,716	7,575,375	235,725,381	265,493,348	19,694,064	118,790,780	7,359,605	8,377,257	139,925,440	44,149,536	-	-	1,211,749,502
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

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- A. Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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 \$2,959,025, \$2,198,191 y \$3,060,963, respectivamente. Los rangos de tasas del costo de financiamiento durante 2019, 2018 y 2017 fueron de 5.27% a 6.84%, de 4.94% a 6.07% y de 6.40% a 12.20%, respectivamente.
- B. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, registradas en los costos y gastos de operación ascendieron a \$137,187,010, \$153,382,040 y \$156,704,513, respectivamente, las cuales incluyen \$4,700,151, \$983,438 y \$850,015, 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 2019 y 2018, asciende a \$80,849,900 y \$84,050,900 y se presenta en la provisión de gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 20).
- D. Las adquisiciones de activos fijos incluyen traspasos en 2019 y 2018 de la cuenta de pozos no asignados a una reserva por \$5,986,055 y \$6,726,769, respectivamente (ver Nota 14) y así como la transferencia en 2019 de \$1,072,537 de activos no financieros mantenidos para la venta.
- E. Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, PEMEX reconoció un deterioro neto, una reversa de deterioro neta y un deterioro neto por \$(97,082,214), \$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) reversa, neto reconocido en 2019, 2018 y 2017 se integra como se muestra a continuación:

	2019			2018			2017		
	(Deterioro)	Reversa de deterioro	(Deterioro) reversa neto	(Deterioro)	Reversa de deterioro	(Deterioro) reversa neto	(Deterioro)	Reversa de deterioro	(Deterioro) reversa neto
Pemex Exploración y Producción	\$ (307,913,947)	138,079,000	\$ (169,834,947)	\$ (63,252,635)	128,266,251	\$ 65,013,616	\$(129,350,315)	-	\$(129,350,315)
Pemex Transformación Industrial	(1,275,480)	43,519,422	42,243,942	(13,788,470)	14,448,080	659,610	(19,751,882)	3,799,790	(15,952,092)
Pemex Logística	-	34,119,240	34,119,240	(40,288,338)	-	(40,288,338)	-	-	-
Pemex Fertilizantes	(2,298,775)	-	(2,298,775)	(2,246,264)	-	(2,246,264)	(1,935,500)	-	(1,935,500)
PMI Azufre Industrial	(796,263)	-	(796,263)	-	-	-	-	-	-
PMI NASA	(1,162,014)	646,603	(515,411)	(1,719,627)	-	(1,719,627)	-	-	-
AGRO	-	-	-	-	-	-	(4,206,653)	-	(4,206,653)
Total	\$ (313,446,479)	216,364,265	\$ (97,082,214)	\$(121,295,334)	142,714,331	\$ 21,418,997	\$(155,244,350)	3,799,790	\$(151,444,560)

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019 se reconoció un deterioro neto por \$169,834,947 debido principalmente a (i) una disminución en los volúmenes de los perfiles de producción de los barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) generando un efecto de deterioro por \$(225,019,093) focalizados principalmente en las UGE's Aceite Terciario del Golfo (ATG), Chuc Cantarell y Crudo Ligero Marino. Cabe señalar que se presentaron incrementos de volúmenes en los perfiles de producción de los nuevos campos ubicados en las UGE's Yaxche (campos Xikin, Tetl, Teekit, Suuk, Pokche y Mulach) y cuenca de Veracruz (campo Ixachi), sin embargo su efecto sólo compensa la disminución en la UGE's que presentaron baja en sus perfiles de producción; (ii) decremento en los precios de crudo y gas generando un efecto negativo por \$(58,110,000), afectando básicamente a las UGE's Cantarell, ATG, Chuc y Tsimin Xux; (iii) efecto negativo por menor paridad cambiaria por \$(15,307,000) destacando las UGE's Cantarell, Yaxché, Chuc y Tsimin Xux; (iv) derivado de la aplicación de la reforma energética en diciembre de 2013 se define que los pozos exploratorios de la ronda 1.3 no aportarán recursos a Pemex Exploración y Producción, por lo que se reconoce un impacto de deterioro por \$(9,477,854). Estos efectos fueron compensados con (i) un efecto positivo por la disminución en la tasa de descuento por \$ 120,821,000 debido a la actualización de las empresas utilizadas como referencia en la determinación de la tasa a fin de considerar aquellas con proyectos con un perfil de riesgo similar, generados principalmente en las UGE's ATG, Cantarell y Chuc; y (ii) se reconoce un beneficio en los impuestos por \$ 17,258,000 destacando las UGE's ATG, Cantarell y Chuc debido a menores ingresos en sus perfiles de producción.

Al 31 de diciembre de 2018, Exploración y Producción reconoció una reversa 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 Ligero 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.

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.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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).

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.

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:

	2019	2018	2017
Precio promedio de petróleo	48.69 USD/bl	58.02 USD/bl	55.89 USD/bl
Precio promedio de gas	5.07 USD/mpc	4.89 USD/mpc	4.92 USD/mpc
Precio promedio de condensados	57.67 USD/bl	43.21 USD/bl	38.33 USD/bl
Tasa de descuento	6.18% anual	7.03% anual	14.40% anual

La producción total pronosticada durante los períodos 2019, 2018 Y 2017 es de 7,123 mmbpce, 6,192 mmbpce y 7,091 mmbpce respectivamente calculada a un horizonte de 25 años.

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.

Unidades Generadoras de efectivo que integran Pemex Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 Pemex Transformación Industrial reconoció una reversa neta de deterioro y un deterioro por \$42,243,942, \$ 659,610 y \$(15,952,092), respectivamente.

La reversa de deterioro neta se produjo en las siguientes unidades generadoras de efectivo:

	2019	2018	2017
Refinería Salina Cruz	\$ 13,535,526	-	-
Refinería Minatitlán	9,391,433	14,448,080	-
Refinería Madero	7,721,233	-	-
Refinería Tula	2,180,074	-	-
Complejo Petroquímico Morelos	7,547,233	-	-
Complejo Petroquímico Cangrejera	3,143,924	-	3,565,355
Complejo Petroquímico Independencia	-	-	112,292
Complejo Petroquímico de Gas Arenque	-	-	57,039
Complejo Petroquímico Matapionche	-	-	65,104
Reversa de deterioro	43,519,423	14,440,080	3,799,790
Complejo Petroquímico Pajaritos	(1,275,480)	-	-
Refinería Salina Cruz	-	(7,955,528)	(5,579,997)
Refinería Tula	-	(5,099,635)	-
Refinería Madero	-	(733,307)	(8,480,880)
Refinería Minatitlán	-	-	(5,691,005)
Deterioro	(1,275,480)	(13,788,470)	(19,751,882)
Reversa (deterioro) neto de deterioro	\$ 42,243,943	659,610	(15,952,092)

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La reversa neta de deterioro al 31 de diciembre de 2019 fue debido a (i) importantes planes de mantenimiento que permitirán recuperar el nivel de uso de los activos (ii) una mayor oferta de crudo ligero por parte de Pemex Exploración y Producción lo que permite la elaboración de productos de mayor valor como: gasolinas, turbosina y diésel, disminuyendo simultáneamente la producción de residuales de bajo valor como combustóleo; (iii) un incremento en la tasa de descuento en las unidades generadoras de efectivo de Refinados 0.03%, Gas del 0.09% Petroquímicos del 0.06% y Etileno una baja de 0.5%; debido principalmente al efecto de la ponderación de los elementos con que se determinan las tasas de referencia, y (iv) el efecto de la apreciación del peso respecto al dólar, en los flujos de efectivo que utilizan al dólar como referencia, que paso de \$ 19.6829 al 31 de diciembre de 2018 a \$ 18.8452 al 31 de diciembre de 2019.

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.

El deterioro al 31 de diciembre de 2017, 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.

Para determinar el valor de uso de los activos de larga duración asociados a las Unidades Generadoras de Efectivo de Pemex Transformación Industrial se determinó el valor neto de los flujos de efectivo con base en los siguientes supuestos:

	Al 31 de Diciembre									
	2019	2018	2017	2019	2018	2017	2019	2018	2017	2019**
	Refinación			Gas			Petroquímicos			Etileno
Precio Promedio del crudo (usd)	54.13	53.98	51.30		N.A.			N.A.		N.A.
Volumen procesado	723 mbd	680 mbd	767 mbd	2,056 mmpcd de gas húmedo	2,717 mmpcd de gas húmedo	3,085 mmpcd de gas húmedo	Variable debido que los insumos de carga son diversos			
Tipo de cambio (mxp/usd)	\$18.8452	\$19.6829	\$19.7867	\$18.8452	\$19.68	\$19.7867	\$18.8452	\$19.6829	\$19.7867	\$18.8452
Vida útil de las UGE's (promedio en años)	12	14	16	7	8	9	7	7	6	6
Tasa de descuento antes de impuestos (% anual)	11.47	11.52	11.53	10.22	10.22	10.24	8.61%	8.92%	9.71%	8.03%
Período *	2020 - 2032	2019-2034	2018-2034	2020 - 2027	2019-2027	2018-2029	2020 - 2027	2019-2026	2016-2024	2020 - 2026

* Los primeros 5 años son proyectados y a partir del 6to año se estabiliza.

** A partir del 1 de julio de 2019 Pemex Etileno se fusiona con Pemex Transformación Industrial (ver Nota 1).

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Transformación Industrial fueron definidas como los centros procesadores que se agrupan de acuerdo a sus tipos de procesos ejecutados en: refinerías, centros procesadores de gas y complejos 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).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La determinación del valor en uso consideró: los planes de negocio de Pemex Transformación Industrial, 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.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el valor de uso por cada una de las unidades generadoras de efectivo que presentan deterioro son los siguientes:

	2018	2017
Refinería Minatitlán	\$ 54,846,565	32,531,925
Refinería Madero	21,083,328	11,420,952
Refinería Salina Cruz	9,428,152	12,051,597
Refinería Tula	39,429,897	-
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	\$ 124,787,942	79,053,642

Unidad generadora de efectivo Pemex Logística

Pemex Logística para la determinación del importe recuperable, utiliza el cálculo del valor de uso. Al 31 de diciembre de 2019, Pemex Logística reconoció una reversa de deterioro en la UGE ductos por \$34,119,240 debido principalmente a una disminución en el monto de los gastos proyectados por las pérdidas derivadas de la sustracción de combustible, ya que éstas pasaron de \$39,388,055 al 31 de diciembre de 2018 a \$4,644,846 al 31 de diciembre de 2019, lo que originó una mejora significativa en sus flujos de efectivo futuros. Así mismo, la Comisión Reguladora de Energía, estableció un mecanismo que le permitió a Pemex Logística recuperar, a través de la tarifa de transporte por ducto un monto importante de las pérdidas derivadas de la sustracción de combustible. Por último, la tasa de descuento pasó de 13.55% al cierre de 2018, a 11.94% al cierre de diciembre de 2019, debido a los diferenciales observados en las curvas utilizadas en las tasas de referencia de pesos y dólares.

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 por sustracción de combustible del 40%, 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El importe recuperable de los activos al 31 de diciembre de 2019 y 2018, corresponde a los flujos descontados a una tasa de descuento de 11.94% y 13.55%, respectivamente, siendo los valores de recuperación los siguientes:

	2019	2018
TAD, TDGL, TOMS (Terminales de Almacenamiento)	\$ 147,249,859	92,772,003
Transporte terrestre (pipas blancas)	-	445,377
Ductos	104,719,495	-
Logística Primaria	73,821,371	111,941,264
Total	\$ 325,790,725	205,158,645

Unidad generadora de efectivo 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 para los periodos 2019, 2018 y 2017 fue de 10.15%, 8.92% y 9.71%, respectivamente, como consecuencia de la actualización de la muestra de empresas utilizadas como referencia en el cálculo de la tasa.

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 se incluyen \$(2,298,775), \$(2,246,264) y \$(1,935,500), respectivamente, por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por las unidades generadoras de efectivo mencionadas anteriormente. El deterioro obedece principalmente (i) a la disminución de producción proyectada debido a la falta de materia prima, (ii) el incremento en los precios de materia prima y (iii) la disminución de los precios del amoniaco.

Unidad generadora de efectivo PMI NASA

Al 31 de diciembre de 2019, PMI NASA reconoció un deterioro neto de \$(515,411), debido a (i) deterioro en el Flotel Reforma Pemex por \$(1,146,278) como resultado de ajustes en tarifas y (ii) una reversa de deterioro por \$ 630,866 en el Flotel Cerro de la Pez, como consecuencia de la recuperación en el desarrollo de proyectos en el ejercicio.

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.

Unidad generadora de efectivo Pemex Azufre Industrial

PMI AZIND subsidiaria en un 99% de MGAS, presenta como activo principal una planta solidificadora de azufre, ubicada en la Terminal Marítima de Almacenamiento de Azufre dentro de la Administración Portuaria Integral de Coatzacoalcos, Veracruz; es considerada la unidad económica generadora de efectivo de esta compañía.

Al 31 de diciembre de 2019, PMI AZIND reconoció un deterioro por \$(796,203) debido a que se efectuaron valoraciones de las condiciones de la planta solidificadora de azufre y se determinó la existencia de una disminución de su valor.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Pro-Agroindustria, S. A. de C. V.

Al 31 de diciembre de 2019, Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. 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.

F. Al 31 de diciembre de 2019, los equipos de perforación que fueron adquiridos a través de arrendamiento capitalizable, se reclasificaron a derechos de uso por \$6,223,655 (Nota 17).

G. 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.

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.

Los CEE al 31 de diciembre de 2019 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.

I. Contratos de Producción compartida sin Socio

- Área Contractual 29 de Cuencas del Sureste, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
- Área contractual Ek-Balam, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.

II. Contratos de Producción en Consorcio

- 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 50.00% para cada uno. La condición de operador estará a cargo de Pemex Exploración y Producción.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 50.00% 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., 40.00% 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 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 50.00% 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 50.00% 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 50.00% para cada uno.
- 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 64.00% para Pemex Exploración y Producción y 36.00% 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 51.00% para Pemex Exploración y Producción y 49.00% 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., 45.00% para Pemex Exploración y Producción, y 0.01% D&S Petroleum S.A. de C.V.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

I. Contratos de Licencia sin Asociación

- 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.

II. Contratos de Licencia en Asociación

- 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 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. (35.00%) 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 Pemex Exploración y Producción. BHP obtuvo el 60% del área contractual, mientras que Pemex Exploración y Producción obtuvo el 40.00% 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 50.00% cada uno.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 50.00% 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 51.00% y Pemex Exploración y Producción 49.00%.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2019	Producción compartida												
	<i>EK / Balam</i>	<i>Bloque 2</i>	<i>Bloque 8</i>	<i>Bloque 16</i>	<i>Bloque 17</i>	<i>Bloque 18</i>	<i>Bloque 29</i>	<i>Bloque 32</i>	<i>Bloque 33</i>	<i>Santuario El Golpe</i>	<i>Misión</i>	<i>Ébano</i>	
Ingresos:													
Ventas netas	12,341,712	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,690,908	972,780	709,705
Costo de lo vendido	5,283,643	87,696	130,234	12,937	18,047	58,199	20,660	39,546	64,447	914,498	931,658	313,765	
Rendimiento (pérdida) bruto	7,058,069	(87,696)	(130,234)	(12,937)	(18,047)	(58,199)	(20,660)	(39,546)	(64,447)	776,410	41,122	395,939	
Otros ingresos (gastos) neto	(272,589)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de administración	105,341	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rendimiento (pérdida) de operación	6,680,139	(87,696)	(130,234)	(12,937)	(18,047)	(58,199)	(20,660)	(39,546)	(64,447)	776,410	41,122	395,939	
Impuestos, derechos y otros													
Rendimiento (pérdida) neto	6,680,139	(87,696)	(130,234)	(12,937)	(18,047)	(58,199)	(20,660)	(39,546)	(64,447)	776,410	41,122	395,939	
Efectivo y equivalentes de efectivo	9	7,685	7,690	-	-	35,721	1	20,632	-	5	5	-	
Cuentas por cobrar	12,341,723	127,107	26,521	28,954	11,886	11,787	-	25,262	32,640	1,912,671	1,332,374	709,705	
Total activo circulante	12,341,732	134,792	34,211	28,954	11,886	47,508	1	45,894	32,640	1,912,676	1,332,379	709,705	
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	24,944,217	-	-	-	-	-	-	-	-	1,222,964	1,460,005	1,352,301	
Total del activo	37,285,949	134,792	34,211	28,954	11,886	47,508	1	45,894	32,640	3,135,640	2,792,384	2,062,005	
Proveedores	793,743	-	-	12,937	18,047	273	162	162	64,447	981,659	607,862	242,625	
Impuestos y derechos por pagar	4,930	12,613	16,286	-	-	24,450	14,147	30,887	-	-	-	-	
Otros pasivos circulantes	2,658,298	209,875	148,159	28,954	11,886	80,984	6,352	54,391	32,640	221,768	359,598	-	
Total del pasivo	3,456,971	222,488	164,445	41,891	29,933	105,707	20,661	85,440	97,087	1,203,427	967,461	242,625	
Patrimonio (déficit), neto	33,878,978	(87,696)	(130,234)	(12,937)	(18,047)	(58,199)	(20,660)	(39,546)	(64,447)	1,932,212	1,824,923	1,819,380	

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Producción compartida													
Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2018	<i>EK / Balam</i>	<i>Bloque 2</i>	<i>Bloque 8</i>	<i>Bloque 16</i>	<i>Bloque 17</i>	<i>Bloque 18</i>	<i>Bloque 29</i>	<i>Bloque 32</i>	<i>Bloque 33</i>	<i>Bloque 35</i>	<i>Santuario El Golpe</i>	<i>Misión</i>	<i>Ébano</i>
Ingresos:													
Ventas netas	10,374,061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,268,482	644,768	421,591
Costo de lo vendido	4,204,499	57,197	67,481	12,485	10,332	60,624	8,072	5,871	8,337	20,142	305,733	306,110	97,643
Rendimiento (pérdida) bruto	6,169,562	(57,197)	(67,481)	(12,485)	(10,332)	(60,624)	(8,072)	(5,871)	(8,337)	(20,142)	962,749	338,658	323,948
Otros ingresos (gastos) neto	157,876	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de administración	129,451	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) de operación	6,197,987	(57,197)	(67,481)	(12,485)	(10,332)	(60,624)	(8,072)	(5,871)	(8,337)	(20,142)	962,749	338,658	323,948
Impuestos, derechos y otros	3,980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) neto	6,194,007	(57,197)	(67,481)	(12,485)	(10,332)	(60,624)	(8,072)	(5,871)	(8,337)	(20,142)	962,749	338,658	323,948
Efectivo y equivalentes de efectivo													
Cuentas por cobrar	11,698,071	54,617	112,592	-	-	-	-	10,578	-	-	-	-	-
Total activo circulante	11,698,071	81,993	139,780	874	927	-	-	10,578	35,454	3,701	1,308,008	669,805	335,434
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	20,344,054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,022,923	2,210,968	406,075
Total del activo	32,042,125	81,993	139,780	874	927	-	-	10,578	35,454	3,701	2,330,931	2,880,773	741,509
Proveedores													
Impuestos y derechos por pagar	1,466,286	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35,984	-
Otros pasivos circulantes	2,436,996	139,190	207,261	13,359	11,259	60,624	8,072	16,449	43,791	23,843	301,619	207,387	-
Total pasivo circulante	3,907,262	139,190	207,261	13,359	11,259	60,624	8,072	16,449	43,791	23,843	301,619	243,371	-
Otros pasivos	69,195	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total del pasivo	3,976,457	139,190	207,261	13,359	11,259	60,624	8,072	16,449	43,791	23,843	301,619	243,371	-
Patrimonio (déficit), neto	28,065,668	(57,197)	(67,481)	(12,485)	(10,332)	(60,624)	(8,072)	(5,871)	(8,337)	(20,142)	2,029,312	2,637,402	741,509

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2019	Contratos de Licencia							
	<i>Bloque 3</i>	<i>Bloque 2</i>	<i>Bloque 5</i>	<i>Bloque 18</i>	<i>Bloque 22</i>	<i>Cárdenas Mora</i>	<i>Ogarrio</i>	<i>Miquetla</i>
Ingresos:								
Ventas netas	-	-	-	-	-	1,359,678	1,503,287	291,271
Costo de lo vendido	38,963	138,970	119,687	127,344	80,626	1,393,579	927,624	140,277
Rendimiento (pérdida) bruto	(38,963)	(138,970)	(119,687)	(127,344)	(80,626)	(33,901)	575,662	150,994
Otros ingresos (gastos) neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de administración	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) de operación	(38,963)	(138,970)	(119,687)	(127,344)	(80,626)	(33,901)	575,662	150,994
Impuestos, derechos y otros	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) neto	(38,963)	(138,970)	(119,687)	(127,344)	(80,626)	(33,901)	575,662	150,994
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	-	-	-	14	493	-
Cuentas por cobrar	-	10,867	-	-	16,811	1,784,730	1,796,868	291,271
Total activo circulante	-	10,867	-	-	16,811	1,784,744	1,797,362	291,271
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	-	-	-	-	-	1,781,796	1,188,771	105,499
Total del activo	-	10,867	-	-	16,811	3,566,540	2,986,133	396,769
Proveedores	38,963	138,970	648	273	80,626	1,816,599	1,026,189	132,325
Impuestos y derechos por pagar	-	-	82,155	87,698	-	-	-	-
Otros pasivos circulantes	-	10,867	36,884	39,373	16,811	-	294,075	-
Total del pasivo	38,963	149,836	119,687	127,344	97,438	1,816,599	1,320,264	132,325
Patrimonio (déficit), neto	(38,963)	(138,970)	(119,687)	(127,344)	(80,626)	1,749,941	1,665,869	264,444

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 Mora	Ogarrio	Miquetla
	Bloque 3	Bloque 2	Bloque 5	Bloque 18	Bloque 22			
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	2,713
Rendimiento (pérdida) bruto	(58,261)	(41,156)	(52,555)	(9,390)	(186,693)	871,847	661,247	(2,713)
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	(2,713)
Impuestos, derechos y otros	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) neto	(58,261)	(41,156)	(52,555)	(9,390)	(186,693)	871,847	661,247	(2,713)
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	-	3,362	-	-	-	-
Cuentas por cobrar	14,888	6,151	-	-	23,555	1,820,428	1,300,773	406
Total activo circulante	14,888	6,151	-	3,362	23,555	1,820,428	1,300,774	406
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	-	-	-	-	-	2,528,860	2,122,341	26,206
Total del activo	14,888	6,151	-	3,362	23,555	4,349,288	3,423,115	26,612
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos y derechos por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos circulantes	73,149	47,307	52,555	12,752	210,248	860,137	564,565	2,943
Total pasivo circulante	73,149	47,307	52,555	12,752	210,248	860,137	564,565	2,943
Otros pasivos	-	-	-	-	-	-	-	-
Total del pasivo	73,149	47,307	52,555	12,752	210,248	860,137	564,565	2,943
Patrimonio (déficit), neto	(58,261)	(41,156)	(52,555)	(9,390)	(186,693)	3,489,151	2,858,550	23,669

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

14. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el saldo de los activos intangibles equivale a \$14,584,524 y \$13,720,540, se integra principalmente por pozos no asignados a una reserva y otros activos intangibles como se muestra a continuación:

A. Pozos no asignados a una reserva

	31 de diciembre de	
	2019	2018
Pozos no asignados a una reserva:		
Saldo al inicio del periodo	\$ 9,779,239	9,088,563
Incrementos en obras en construcción	17,028,974	20,352,351
Deducciones contra gastos	(7,990,877)	(12,934,906)
Deducciones contra activo fijo	(5,986,055)	(6,726,769)
Saldo al final del periodo	\$ 12,831,281	9,779,239

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 se reconocieron gastos referentes a pozos no exitosos directamente en el estado del resultado integral por \$79,595,185 y \$13,271,868, respectivamente.

B. Otros activos intangibles

	Licencias	Gastos de exploración, evaluación de activos y concesiones	Total
Costo			
Saldo al inicio de 2019	\$ 4,391,069	2,255,551	6,646,620
Adiciones	201,853	28,850	230,703
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	(13,436)	(96,724)	(110,160)
	\$ 4,579,486	2,187,677	6,767,163
Amortización			
Saldo al inicio de 2019	\$ (3,871,442)	(743,865)	(4,615,307)
Gasto por amortización	(386,414)	(70,617)	(457,031)
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	25,553	32,865	58,418
	(4,232,303)	(781,617)	(5,013,920)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ 347,183	1,406,060	1,753,243

Vidas útiles

1 a 3 años

Hasta 36 años

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2019, los derechos de vía y paso se reconocieron como derechos de uso derivado de la adopción de la NIIF 16.

	Derechos de vía y paso	Licencias	Gastos de exploración, evaluación de activos y concesiones	Total
Costo				
Saldo al inicio de 2018	\$ 2,311,743	3,586,553	1,940,583	7,838,879
Adiciones	40,323	638,479	325,471	1,004,273
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	-	(10,397)	(10,503)	(20,900)
	\$ 2,352,066	4,214,635	2,255,551	8,822,252
Amortización				
Saldo al inicio de 2018	\$ (179,312)	(1,401,443)	(668,047)	(2,248,802)
Gasto por amortización	(86,332)	(2,480,760)	(76,234)	(2,643,326)
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera	-	10,761	416	11,177
	(265,644)	(3,871,442)	(743,865)	(4,880,951)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ 2,086,422	343,193	1,511,686	3,941,301

Vidas útiles	23 años	1 a 3 años	Hasta 36 años
--------------	---------	------------	---------------

La amortización de los derechos de vía y paso (hasta 2018), gastos de exploración, evaluación de activos y concesiones se reconocen en el costo de ventas. Amortización de licencias es reconocida en gastos de administración.

15. DOCUMENTOS POR COBRAR A LARGO PLAZO Y OTROS ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los documentos por cobrar se integran como sigue:

A. Documentos por cobrar a largo plazo

		31 de diciembre de	
		2019	2018
Documentos por cobrar al Gobierno Federal	\$	121,624,852	118,827,894
Otras cuentas por cobrar a largo plazo ⁽¹⁾		940,454	1,000,704
Documentos por cobrar a largo plazo	\$	122,565,306	119,828,598

⁽¹⁾ Principalmente corresponde al derecho de cobro IVA derivado del contrato de factoraje financiero sin recurso entre Pemex Logística y Banco Mercantil del Norte, S.A.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Documentos por cobrar al Gobierno Federal

		31 de diciembre de	
		2019	2018
Total de los documentos por cobrar al Gobierno Federal	\$	126,534,822	156,981,745
Menos: porción circulante de los documentos por cobrar al Gobierno Federal neto de pérdidas crediticias esperadas ⁽²⁾		4,909,970	38,153,851
	\$	121,624,852	118,827,894

⁽²⁾ El monto corresponde a la porción circulante de los pagarés N° 4 para 2019 y los pagarés N°3 y del 21° al 26°-A para 2018, más los rendimientos por cobrar que vencieron el 31 de marzo de 2020 y 2019 respectivamente.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los pagarés emitidos por el Gobierno Federal no son negociables y tienen un valor descontado al valor presente a ser recibido de \$126,542,822 y \$156,981,745, 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 2020 hasta 2036 y con tasas de rendimiento que van del 5.39% a 7.00% como se muestra a continuación:

Número de pagarés	Vencimiento	Tasa de rendimiento	Monto del Principal (valor de descuento)
1	2020	5.39%	\$ 4,909,970 ⁽¹⁾
1	2021	5.57%	5,846,979
1	2022	5.74%	6,500,329
1	2023	5.88%	7,112,804
1	2024	5.99%	7,534,758
5	2025 a 2029	6.06% a 6.62%	40,018,603
5	2030 a 2034	6.70% a 6.90%	39,692,547
2	2035 a 2036	6.95% a 7.00%	14,918,832
Total de documentos por cobrar			126,534,822
Menos: porción circulante			4,909,970
Total de documentos por cobrar emitidos por el Gobierno Federal a largo plazo			\$ 121,624,852

(1) El monto original del pagaré es por \$4,917,970, menos un deterioro de \$8,000.

Durante el período de enero a diciembre de 2019 y 2018, los intereses devengados de los pagarés no cobrados ascendieron a \$8,266,574 y \$9,737,131, respectivamente, 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 2019 fueron \$8,000, las cuales se encuentran netas de la porción circulante de los documentos por cobrar.

Al 31 de diciembre de 2019, Petróleos Mexicanos como parte de las estrategias del Gobierno Mexicano para financiar a PEMEX, recibió de manera anticipada el pago de 7 pagarés (1 con vencimiento en 2019 y 6 de manera anticipada) por un monto de \$38,704,883 (\$32,493,666 de principal y \$6,211,217 de intereses) los cuales fueron transferidos al Fideicomiso Fondo Laboral Pemex para el pago de obligaciones relacionadas con pensiones y planes de retiro. La monetización de 2 pagarés se llevó a cabo después de la fecha de vencimiento del documento, lo que generó un interés adicional por \$614.

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 pagaré \$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, fideicomiso 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).

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

B. Otros activos

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el saldo de otros activos se integra como sigue:

	31 de diciembre de	
	2019	2018
Seguros y fianzas	\$ 2,967,625	3,591,079
Pagos anticipados	2,650,251	1,114,513
Otros	1,518,801	1,720,218
Total	\$ 7,136,677	6,425,810

16. DEUDA

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2019 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 28 de diciembre de 2018, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta \$4,350,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta US\$ 5,422,500. 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 (\$112,000,000 equivalentes a US \$5,640,000).

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos y Entidades Subsidiarias para el año fiscal 2019 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 2019.

Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- El 28 de junio de 2019, Petróleos Mexicanos renovó e incrementó una línea de crédito revolvente sindicada hasta por US\$5,500,000, con vencimiento en 2024 y un crédito simple sindicado por US\$2,500,000 con vencimiento en 2024.
- El 29 de julio de 2019, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito garantizado por una agencia de crédito a la exportación, por US\$206,901 con vencimiento en 2028 a tasa de interés LIBOR a 6 meses más 0.92% anual.
- En los meses de septiembre a octubre de 2019, Petróleos Mexicanos realizó las siguientes operaciones de financiamiento y manejo de pasivos como sigue:
 - El 23 de septiembre una emisión en los mercados internacionales de capital por US\$7,500,000, en tres tramos bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C a plazos de 7, 10 y 30 años: US\$1,250,000 con vencimiento en enero de 2027 y cupón de 6.49%; (2) US\$3,250,000 con vencimiento en enero de 2030 y cupón de 6.84%; y (3) US \$3,000,000 con vencimiento en enero de 2050 y cupón de 7.69%. Los bonos vencen en 2050. Todas las operaciones bajo este programa son obligaciones, conjuntas y solidarias, garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logísticas y sus respectivos sucesores cesionarios.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 23 de septiembre de 2019, Petróleos Mexicanos realizó una oferta pública conforme a la cual compró (1) el monto total de capital de US \$ 491,803 de sus bonos pendientes al 6.000% con vencimiento en 2020; (2) US \$ 242,511 de sus bonos pendientes al 3.500% con vencimiento en 2020; (3) US \$ 1,897,615 de sus bonos pendientes al 5.500% con vencimiento en 2021; (4) US \$ 883,977 de sus bonos pendientes al 6.375% con vencimiento en 2021; (5) US \$ 17,316 de sus bonos en circulación al 8.625% con vencimiento en 2022; (6) US \$ 96,970 de sus notas a tasa flotante pendientes con vencimiento en 2022; (7) US \$ 235,177 de sus bonos pendientes al 5.375% con vencimiento en 2022; (8) US \$ 361,601 de sus Bonos pendientes al 4.875% con vencimiento en 2022; (9) US \$ 344,853 de sus notas pendientes al 3.500% con vencimiento en 2023; y (10) US \$ 433,946 de sus bonos en circulación al 4.625% con vencimiento en 2023.
- El 27 de septiembre de 2019, Petróleos Mexicanos realizó una oferta de intercambio conforme a la cual intercambió un monto de US \$ 940,618 de sus Bonos pendientes al 4.875% con vencimiento en 2022; US \$ 53,310 de sus bonos en circulación al 8.625% con vencimiento en 2022; US \$ 334,442 de sus bonos de tasa flotante pendientes con vencimiento en 2022; US \$ 654,668 de sus Bonos pendientes al 5.375% con vencimiento en 2022; US \$ 389,985 de sus bonos pendientes al 3.500% con vencimiento en 2023; US \$ 612,735 de sus Bonos en circulación al 4.625% con vencimiento en 2023; US \$ 58,982 de sus bonos garantizados en circulación al 8.625% con vencimiento en 2023; US \$ 466,787 de sus Bonos pendientes al 4.875% con vencimiento en 2024; US \$ 208,769 de sus bonos en circulación al 4.250% con vencimiento en 2025; US \$ 1,439,479 de sus bonos pendientes al 6.500% con vencimiento en 2041; US \$ 730,486 de su bonos en circulación al 5.500% con vencimiento en 2044; US \$ 1,439,519 de sus bonos en circulación al 6.375% con vencimiento en 2045; y US \$ 277,215 de sus bonos en circulación al 5.625% con vencimiento en 2046; por un total de US \$ 1,102,232 de sus nuevas Notas al 6.490% con vencimiento en 2027; U.S. \$ 1,163,586 de sus nuevas Notas al 6.840% con vencimiento en 2030; y US \$ 5,065,788 de sus nuevos bonos al 7.690% con vencimiento en 2050.
- El 11 de octubre de 2019, Petróleos Mexicanos realizó una oferta de intercambio conforme a la cual intercambió un US \$ 7,698 de sus bonos pendientes al 4.875% con vencimiento en 2022; US\$ 10 de sus bonos en circulación al 8.625% con vencimiento en 2022; US \$ 120 de sus Bonos pendientes a tasa flotante con vencimiento en 2022; US \$ 500 de sus Bonos pendientes al 5.375% con vencimiento en 2022; US \$ 4,247 de sus Bonos al 3.500% con vencimiento en 2023; US \$ 3,050 de sus bonos en circulación al 4.625% con vencimiento en 2023; US \$ 20 de sus bonos garantizados al 8.625% con vencimiento en 2023; US \$ 595 de sus Bonos pendientes al 4.875% con vencimiento en 2024; y US \$ 273 de sus bonos pendientes al 4.250% con vencimiento en 2025; por un total de US \$ 8,198 de sus nuevos Bonos al 6.490% con vencimiento en 2027; US \$ 7,245 de sus nuevos bonos al 6.840% con vencimiento en 2030 y; US \$ 617 de sus nuevos Bonos al 7.690% con vencimiento en 2050.
- El 14 de noviembre de 2019 Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de \$28,000,000 con plazo de 3 años.
- El 23 de diciembre de 2019, Petróleos Mexicanos emitió \$ 5,100,368 en Certificados Bursátiles con vencimiento a 5 años a TIIE más 1%. Estos Certificados Bursátiles fueron emitidos bajo el Programa de Certificados Bursátiles de Petróleos Mexicanos de \$ 100,000,000 o su equivalente en UDIs.

Al 31 de diciembre de 2019, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por US\$7,450,000 y \$37,000,000, de las cuales se encuentran disponibles US\$6,780,000 y \$16,000,000.

Todas las operaciones de financiamiento fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística, Pemex Perforación y Servicios (hasta el 1 de julio de 2019, fecha en que se fusionó, ver Nota 1).

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019, PMI HHS obtuvo US\$22,456,000 y pagó US\$21,600,000 de líneas de crédito revolventes. Al 31 de diciembre de 2018, el monto pendiente de pago fue de US\$700,000. Al 31 de diciembre de 2019 el saldo pendiente era por US\$1,556,000.

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 Pagarés 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%.
- 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 4 de junio de 2018, Petróleos Mexicanos emitió F"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).

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.

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 2019 y 2018 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 2019 y 2018, la deuda documentada se integra se muestra en la hoja siguiente.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		2019			
	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 2050	\$ 1,118,518,559	US\$	59,352,968
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.45% y Libor más 0.24% a 1.75% Tasa fija de 2.50% a 5.25% y Libor más 1.65% a 3.50%.	Varios hasta 2028	41,154,129		2,183,799
Crédito directo	Libor más 2.35%	Varios hasta 2031	62,698,930		3,327,050
Crédito sindicado	Libor más 1.19% a 3.5%	Varios hasta 2024	47,107,647		2,499,716
Préstamos bancarios	Libor más 1.85%	Varios hasta 2023	1,862,411		98,827
Crédito revolving		En 2020	12,626,284		670,000
Financiamiento de activos de infraestructura	Tasa fija de 5.4% y 8.4%	Varios hasta 2036	28,143,335		1,493,395
Total en dólares estadounidenses			1,312,111,295	US \$	69,625,755
En euros					
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.875% a 5.5% EURIBOR más 2.4%	Varios hasta 2030	293,984,741	€	13,897,557
Crédito directo	Tasa fija de 5.11% y Euribor más 2.5%	Varios hasta 2023	11,561,660		546,544
Total en euros			305,546,401	€	14,444,111
En yenes					
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2026	30,148,292	¥	173,865,582
En pesos					
Certificados bursátiles	TIIE más 0.15% a 1.00% y tasa fija de 7.19% y 9.1%	Varios hasta 2026	133,409,581		
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y 7.01% y TIIE más 0.85% a 4.01%	Varios hasta 2029	38,558,166		
Crédito sindicado	TIIE más 0.95	Varios hasta 2025	24,270,589		
Crédito revolving	TIIE más 1.50% y 1.95%	Varios hasta 2020	21,000,000		
Total en pesos			217,238,336		
En UDI					
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	41,388,521		
Otras monedas					
Emisión de bonos	Tasa fija 1.50% a 8.25%	Varios hasta 2025	41,553,990		
Total del principal en moneda nacional ⁽²⁾			1,947,986,835		
Más:					
Intereses devengados			33,146,807		
Documentos por pagar a contratistas ⁽³⁾			2,040,446		
Total principal e intereses de la deuda			1,983,174,088		
Menos:					
Vencimiento a corto plazo de la deuda			210,530,524		
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo ⁽³⁾			1,246,854		
Intereses devengados			33,146,807		
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			244,924,185		
Deuda a largo plazo			\$ 1,738,249,903		

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 de proyecto	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	TIIE 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 TIIE más 0.50% a 4.0%	Varios hasta 2029	32,309,858	
Crédito sindicado	TIIE 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	

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 de diciembre de	
	2019⁽ⁱ⁾	2018⁽ⁱ⁾
Movimientos de la deuda:		
Saldo al inicio del año	\$ 2,082,286,116	2,037,875,071
Reclasificación a pasivos por arrendamiento	(6,053,280)	-
Captaciones - instituciones financieras	1,167,834,946	899,769,012
Amortizaciones	(1,185,042,283)	(841,033,392)
Intereses devengados	128,061,187	120,727,022
Intereses pagados	(127,945,203)	(115,289,389)
Variación cambiaria	(75,967,395)	(19,762,208)
Saldo al final del año	\$ 1,983,174,088	2,082,286,116

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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 en adelante	Total
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	\$ 244,924,185	123,198,628	112,871,443	125,320,439	171,955,593	1,204,903,800	1,983,174,088

- (1) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las tasas de interés eran las que siguen: LIBOR tres meses 1.90838% y 2.80763%, respectivamente; LIBOR seis meses 1.91213% y 2.875630%, respectivamente; TIE a 28 días 7.5555 % y 8.5897%, respectivamente; TIE a 91 días 7.4465% y 8.6375%, respectivamente.
- (2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2019 y 2018, de bancos extranjeros fue de \$1,648,779,936 y \$1,746,196,819.
- (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	
	2019	2018
Total documentos por pagar a contratistas ^{(a) (b)}	\$ 2,040,446	3,018,063
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	1,246,854	1,680,361
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	\$ 793,592	1,337,702

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019 y 2018, el saldo pendiente de pago era de \$ 755,860 y \$ 1,153,108, 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 2019 y 2018, el saldo era de \$1,284,587 (US\$68,165) y \$1,864,955 (US\$94,751), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

Año	US\$
2020	\$ 29,478
2021	25,267
2022	16,844
	71,589
Menos intereses no devengados	3,424
Total	\$ 68,165

- (4) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

	2019	2018
Dólar estadounidense	\$ 18.8452	19.6829
Yen japonés	0.1734	0.1793
Libra esterlina	24.9586	25.0878
Euro	21.1537	22.5054
Franco suizo	19.4596	19.9762
Dólar canadiense	14.5315	14.4138
Dólar australiano	13.2435	13.8617

17. ARRENDAMIENTOS

PEMEX arrienda plantas, equipo de transporte y almacenamiento, instalaciones portuarias, inmuebles y terrenos. Los arrendamientos generalmente se ejecutan por un período de 1 a 20 años, en algunos casos con una opción para renovar el contrato de arrendamiento después de esa fecha. Algunos pagos de arrendamiento se renegocian cada cinco años para reflejar que los pagos de renta estén conforme al mercado. Parte de los contratos de arrendamiento prevén pagos de alquiler adicionales que son basado en cambios en los índices de precios locales. Para ciertos arrendamientos, PEMEX tiene restricciones para ingresar en cualquier acuerdo de subarrendamiento.

Los arrendamientos de plantas, equipo de transporte y almacenamiento, instalaciones portuarias, inmuebles y terrenos fueron celebrados en ejercicios anteriores como arrendamientos de servicios, vehículos, edificios. Anteriormente, estos arrendamientos se clasificaban como arrendamientos operativos según la NIC 17.

PEMEX tiene activos por derechos de uso por equipos cuyos términos contractuales son de uno a tres años. Estos arrendamientos son a corto plazo y / o arrendamientos de artículos de bajo valor. PEMEX ha decidido no reconocer los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento para estos arrendamientos.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A continuación, se presenta información sobre arrendamientos en donde PEMEX es un arrendatario:

i. Los activos por derecho de uso se integran como sigue:

	Activos por derechos de uso							Total
	Equipo de transporte y almacenamiento	Plantas	Equipo de Perforación ⁽¹⁾	Derechos de vía y paso	Instalaciones Portuarias	Inmueble	Terrenos	
Saldo al 1 de enero de 2019	\$ 40,029,595	24,099,662	6,223,655	1,922,291	371,348	75,771	38,258	72,760,580
Depreciación del año	(5,377,668)	(1,854,894)	(162,153)	(86,343)	(33,949)	(16,015)	(3,029)	(7,534,050)
Altas a los Derechos de uso	895,291	3,448,691	-	-	1,286,054	5,456	-	5,635,492
Efectos de conversión	(43,709)	-	-	-	-	-	-	(43,709)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	35,503,509	25,693,459	6,061,502	1,835,949	1,623,453	65,212	35,229	70,818,313
Vida útil estimada	3 a 10 años	20 años	20 años	23 años	20 años	1 a 5 años	5 años	

⁽¹⁾ Nota 13.F.

ii. El movimiento de pasivos por arrendamiento se presenta a continuación:

	Total
Saldo al 1 de enero de 2019	\$ 70,651,797
Nuevos arrendamientos	5,683,676
Pago de principal e intereses por arrendamiento*	(10,709,421)
Intereses devengados	4,800,153
Variación cambiaria	(2,277,578)
Pasivo por arrendamiento al 31 de diciembre de 2019	<u>\$ 68,148,627</u>

La obligación reconocida al 31 de diciembre de 2019, ascendió a \$ 68,148,627, de los cuales se reconocieron \$5,847,085 en el pasivo circulante y \$62,301,542 en pasivo no circulante.

iii. Importes reconocidos en pérdidas y ganancias:

	2019 Total
Depreciación de los derechos de uso	\$ 7,429,274
Intereses generados de pasivos por arrendamiento financiero	5,360,072
Gastos relacionados con arrendamientos a corto plazo	58,701
2018 - Arrendamientos operativos según la NIC 17	Total
Gastos de arrendamiento	<u>\$ 7,780,691</u>

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iv. Arrendamientos financieros 2018

Al 31 de diciembre de 2018, los activos adquiridos a través de arrendamiento financiero se integran como se menciona a continuación:

		31 de diciembre de 2018
Inversión en equipo de perforación	\$	7,963,262
Menos depreciación acumulada		(886,946)
	\$	7,076,316

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 financiero 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, fue de \$301,449.

Derivado de la adopción de la NIIF 16, a partir del 1 de enero de 2019, PEMEX reconoce el arrendamiento financiero como derechos de uso y pasivos por arrendamiento.

18. 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 relacionadas con los mercados aplicables.

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.

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).

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 métricas y límites de riesgo (como el VaR, entre otras)

PEMEX cuenta con Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura que Pemex Transformación Industrial ofrece a sus clientes nacionales, en los que se establece la aplicación de garantías, así como la determinación de líneas de crédito. Para los IFD en mercados organizados, se opera bajo los requerimientos de margen del propio mercado, por lo que no se cuenta con una política interna.

Los IFD que PEMEX contrata con sus contrapartes financieras no están sujetos a un contrato que considere intercambio de colaterales. Sin embargo, el marco regulatorio establece que se promuevan estrategias de mitigación de riesgo de crédito, como el intercambio de colaterales.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A. Administración de Riesgos

I. Riesgo de Mercado

i. Riesgo de tasa de interés

PEMEX está expuesto a fluctuaciones en las tasas de interés de las posiciones en pasivo a tasa variable de algunos de sus instrumentos financieros. Las tasas a las que se tiene exposición son la London Interbank Offered Rate (LIBOR) en dólares y la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) en pesos. Al 31 de diciembre de 2019, 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.

Al 31 de diciembre de 2019, Petróleos Mexicanos tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal agregado de US\$ 1,178,750, a una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.35% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 5.3 años.

De manera análoga, con el fin de eliminar la volatilidad asociada a las tasas de interés variable de los financiamientos a largo plazo, también PMI NASA tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nominal remanente de US\$ 40,783, a una tasa fija promedio ponderada de 4.17% y plazo a vencimiento promedio de 2.41 años.

Por otro lado, PEMEX invierte en pesos y dólares, de acuerdo con 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.

Transición de tasas de referencia IBOR

A partir de 2022, como consecuencia de las conclusiones del Consejo de Estabilidad Financiera (FSB, por sus siglas en inglés), las tasas interbancarias de referencia (Interbank Offered Rates -IBORs), como es el caso de la LIBOR en dólares o la EURIBOR en euros, dejarán de publicarse y deberán ser remplazadas por otras referencias, las cuales estarán basadas en tasas libres de riesgo obtenidas de operaciones de mercado.

Por lo anterior, PEMEX ha identificado y se encuentra revisando los contratos, con vencimiento posterior al 31 de diciembre de 2021, que pudieran tener un impacto derivado del cambio de dichas tasas. A la fecha, PEMEX continúa monitoreando la evolución de la transición de las IBORs en el mercado, para prever cualquier impacto negativo que pudieran tener estos cambios.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

PEMEX cuenta con un número reducido de instrumentos financieros referenciados a tasas variables en dólares y euros con vencimiento posterior al cierre de 2021. Dicho portafolio se encuentra conformado por instrumentos de deuda e IFD como se muestra a continuación:

<i>Nocionales (cifras en Miles de las Divisas)</i>	Euros	Dólares
Deuda	(650,000)	(5,424,910)
IFD		
Swaps de Tasa de Interés		733,750
Swaps de Moneda	650,000	(1,254,259)
	<i>cifras no auditadas</i>	

Una vez que se definen las tasas de referencia alternativas y, por lo tanto, las nuevas curvas de descuento, PEMEX podrá estimar el impacto que dichos cambios tendrán sobre el valor de mercado y el costo financiero de los instrumentos financieros.

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.

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, ésta se ha convertido a pesos a través de IFD con el fin de eliminar la exposición al riesgo inflacionario.

Como consecuencia de lo anterior, toda la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar cuenta con estrategias de mitigación de riesgo cambiario. PEMEX ha seleccionado estrategias que permitan adicionalmente reducir el costo de fondeo manteniendo, en algunos casos, parte de este riesgo descubierto cuando así se evalúa conveniente.

Las divisas subyacentes de los IFD son el euro, el franco suizo, el yen y la libra esterlina contra el dólar americano, y la UDI contra el peso.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2019, PEMEX no contrató nuevos IFD, ya que no se emitió deuda en divisas distintas al peso o al dólar.

Sin embargo, durante 2019 se realizó la reestructura de un swap de moneda con cláusula de recouping con un nocional de €725,000, que tenía por objetivo cubrir el riesgo cambiario de una emisión de euros con vencimiento en 2025. En su lugar se contrataron, sin costo, tres estructuras de opciones denominadas Seagull Options con el mismo nocional del swap original, con dichas estructuras se protege la exposición corta del nocional 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. Mientras que, para cubrir el riesgo cambiario originado por los cupones, se contrataron swaps de moneda sin intercambio de nocional, por el mismo monto del swap original. Lo anterior permitió eliminar la cláusula de recouping sin costo.

Durante 2018, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nocional agregado de \$6,844,866.

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 nocional 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.

PEMEX registró por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 una utilidad en cambios, neta por \$86,930,388, \$23,659,480 y \$23,184,122, respectivamente, que incluye principalmente la variación cambiaria de la deuda por \$ 75,967,395, \$19,762,208 y \$16,685,439, 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, 88.87% (principal solamente), al 31 de diciembre de 2019, 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.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 aquéllas 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.

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.

Posteriormente, 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 último, durante 2019 se implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2020, en la cual se cubrieron 243 mil barriles día para el periodo comprendido entre diciembre 2019 y diciembre de 2020, con un costo de US\$178,268.

Por otro lado, como servicio adicional a la oferta del suministro de gas natural, Pemex Transformación Industrial ofrece a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de IFD sobre gas natural, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio del gas natural. Hasta 2016, para llevar a cabo este servicio, Pemex Transformación Industrial contrataba con Mex Gas Supply, S.L. IFD con la posición opuesta para mitigar el riesgo de mercado de los IFD ofrecidos a sus clientes. Finalmente, Mex Gas Supply, S.L. contrataba IFD con la posición opuesta a los IFD ofrecidos a Pemex Transformación Industrial con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A partir de 2017, Pemex Transformación Industrial debe contratar con Petróleos Mexicanos la posición opuesta a la ofrecida a sus clientes, en sustitución de Mex Gas Supply, S.L., sin embargo, al 31 de diciembre de 2019 no se han realizado operaciones bajo este esquema.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2019 Pemex Transformación Industrial no contaba con IFD vigentes, ya que los IFD de sus portafolios expiraron el 2 de diciembre de 2019. Durante los años 2017, 2018 y 2019 Pemex Transformación Industrial mantuvo una exposición al riesgo de mercado prácticamente nula, derivado del esquema de contratación de IFD mencionado anteriormente. Los portafolios de IFD de Pemex Transformación Industrial cuentan con límites de VaR y Capital en Riesgo a fin de acotar la exposición a riesgo de mercado en caso de contratar nuevas operaciones.

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 prevaleciente en los instrumentos financieros de PEMEX, a continuación se presentan los resultados de la cuantificación de riesgos que PEMEX realiza en apego a las prácticas internacionales de administración de riesgos.

Cuantificación de riesgo de tasa de interés

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los portafolios de inversión se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. El VaR de los portafolios incorpora el riesgo de tasas y sobretasas. Adicionalmente, para los portafolios en moneda nacional, el VaR incluye el riesgo de variaciones en la inflación implícita en los títulos denominados en UDI. Para la gestión de los portafolios, el riesgo de tasa de interés se encuentra acotado a través de límites de VaR.

El VaR de los portafolios de inversión de PEMEX al 31 de diciembre de 2019 es de \$(17.90) 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.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Derivados de tasa y moneda

Sensibilidad a Tasa de Interés + 10 pb

Divisa	Curvas Interbancarias			Curva PEMEX
	Sensibilidad Financiamientos	Sensibilidad Derivados	Sensibilidad Neto	Sensibilidad Financiamientos
<i>En miles de dólares</i>				
Franco suizo	\$ 2,539	(2,348)	192	2,404
Euro	86,317	(72,484)	13,833	69,048
Libra esterlina	5,059	(4,752)	307	4,426
Yen	6,488	(2,784)	3,704	5,404
Peso	24,523	743	25,266	20,770
UDI	16,463	(13,326)	3,137	12,754
US\$	1,113,697	239,182	1,352,879	497,419

Cifras no auditadas

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 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 2019 hubiera sido mayor en \$644,506, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido mayor en \$649,339 y la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido mayor en \$704,011, 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 2019 hubiera sido menor en \$644,506, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido menor en \$649,339 y la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido menor en \$704,011, como consecuencia de un menor costo por interés.

Quantificación de riesgo de tipo de cambio

Las inversiones de los portafolios de PEMEX no generan un riesgo cambiario debido a que los recursos de estos fondos sirven para cumplir con las obligaciones de PEMEX tanto en moneda nacional como en dólares.

Los IFD de moneda se contratan con fines de cobertura del riesgo de cambio de los flujos de los financiamientos que se encuentran denominados en monedas distintas al peso y al dólar, así como el riesgo inflacionario proveniente de flujos de los financiamientos en UDI. Sin embargo, derivado de su tratamiento contable, los resultados del ejercicio se encuentran expuestos a la volatilidad del MtM por la variación en los tipos de cambio utilizados en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tipo de cambio para los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y los financiamientos a un incremento de 1% en los tipos de cambio de las divisas respecto al dólar. 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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

Sensibilidad a Tipos de Cambio +1% y VaR 95%

Divisa	Curvas Interbancarias			VaR 95% Neto	Curva PEMEX
	Sensibilidad Financiamientos	Sensibilidad Derivados	Sensibilidad Neto		Sensibilidad Financiamientos
<i>En miles de dólares</i>					
Franco suizo	(12,121)	12,082	(39)	(24)	(11,763)
Euro	(198,642)	140,860	(57,782)	(29,721)	(174,649)
Libra esterlina	(12,636)	12,586	(50)	(50)	(11,533)
Yen	(16,990)	9,021	(7,969)	(4,756)	(15,349)
Peso	(119,360)	(21,478)	(140,838)	(113,622)	(111,585)
UDI	(23,230)	23,230	0	0	(19,745)

Cifras no auditadas

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.

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 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 2019 hubiera sido mayor en \$ 180,408, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido mayor en \$ 192,025 y la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido mayor en \$ 149,669, 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 2019 hubiera sido menor en \$ 180,408, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido menor en \$ 192,025 y la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido menor en \$ 149,669, esto como consecuencia de una ganancia en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares de la balanza de divisas.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Cuantificación de Riesgo por precio de hidrocarburos

En ocasiones Pemex Transformación Industrial enfrenta riesgo de mercado generado por las posiciones que quedan abiertas entre el portafolio de IFD ofrecidos a los clientes nacionales y las coberturas contratadas con contrapartes internacionales. Al 31 de diciembre de 2019, la exposición al riesgo de mercado del portafolio de IFD de gas natural de Pemex Transformación Industrial era nula.

En caso de existir exposición al riesgo de mercado, ésta se mediría 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 2019, calculado a través del VaR histórico al 99% de confianza, con dos años de historia, con un horizonte de un día, se situó en US\$ (15,016); con un nivel mínimo de US\$ (4,177) registrado el 29 de enero de 2019 y un máximo de US\$ (20,821) registrado el 2 de agosto de 2019. Al 31 de diciembre de 2018, el VaR de la cartera global se ubicó en US\$ (8,687).

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 2019, éste se situó en US\$ (11,361).

II. *Riesgo de contraparte o de crédito*

Cuando 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 tanto la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a un umbral específico, así como la exposición de éstas hacia PEMEX. Estas cláusulas de recouping se activaron, durante 2019, en tres swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas y, durante 2018 en siete swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Esto resultó en el prepago del valor justo de los mismos y el reinicio de los términos de cada swap para que su valor razonable sea cero. Durante 2019 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 acotarlo a una fecha específica. Al 31 de diciembre de 2019, PEMEX tiene contratadas dos estructuras Seagull Option de yen con cláusulas de terminación anticipada 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.

A continuación se muestra la exposición actual y potencial agregada por calificaciones crediticias:

Máxima exposición crediticia por plazo de Petróleos Mexicanos

Rating	Actual	<1y	1y-3y	3y-5y	5y-7y	7y-10y	>10y
En miles de dólares							
A+	(72,209)	742,962	854,567	475,113	339,170	131,657	-
A	(130,249)	522,461	612,378	578,755	178,066	165,637	-
A-	(27,245)	136,227	8,981	-	-	-	-
BBB+	30,782	1,466,768	2,061,585	2,182,363	2,260,625	1,163,814	628,498
BBB	11,789	17,647	17,870	-	-	-	-
BBB-	(96,518)	132,334	290,902	266,888	228,173	164,372	-

Cifras no auditadas

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2019, la posición en moneda nacional de PEMEX de acuerdo con la calificación de las emisiones es la siguiente:

Calificación emisión*	Valor nominal
mxAAA	\$ 100,368

Cifras no auditadas

* Calificación mínima entre S&P, Moody's y Fitch Escala Nacional de corto plazo y largo plazo

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

No se incluye la posición de los bonos del Gobierno Federal Mexicano en pesos, pues dada la calificación crediticia actual, la probabilidad de incumplimiento en dicha divisa es cero conforme a las matrices de frecuencia de incumplimiento de las calificadoras.

Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD, Pemex Transformación Industrial, disminuye significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

Como primera restricción, los clientes de Pemex Transformación Industrial a los que se les ofrece el servicio de coberturas, deben contar con un contrato de suministro de gas natural vigente y suscribir un contrato marco de coberturas, para contratar IFD con la Empresa Productiva Subsidiaria.

Adicionalmente, el 2 de octubre de 2009 se estableció, mediante los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura de Pemex Gas y Petroquímica Básica (aplicables a Pemex Transformación Industrial), que todas las operaciones con IFD deben ser respaldadas mediante la presentación de garantías iniciales (depósito en efectivo o carta de crédito) y en su caso, depósito de garantías colaterales. De acuerdo con estos lineamientos, en caso de presentarse algún evento de incumplimiento de pago en las operaciones de IFD, por parte de algún cliente, éstas se liquidarían inmediatamente, ejerciendo las garantías. En caso de que la garantía fuese insuficiente para hacer frente al adeudo, se suspendería el suministro de gas natural hasta que el adeudo restante sea pagado.

El 20 de agosto de 2014, se decretaron algunas modificaciones a los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura, las cuales le permiten a Pemex Transformación Industrial, ofrecer a los clientes con una adecuada calificación crediticia, con base en una evaluación financiera y crediticia interna, IFD exentos de garantía hasta cierto monto haciendo uso de una línea de crédito, autorizada por el comité de crédito correspondiente. En este caso, si la línea de crédito mencionada es insuficiente para cubrir el riesgo de las operaciones abiertas, los clientes están obligados a presentar depósito de garantías. Asimismo, en caso de presentarse un evento de incumplimiento de pago de las operaciones de IFD por parte de algún cliente, éstas son liquidadas inmediatamente y posteriormente, se suspende el suministro de gas natural hasta que el adeudo aplicable sea pagado.

Como se mencionó anteriormente, al 31 de diciembre de 2019 Pemex Transformación Industrial no contaba con IFD vigentes, ya que los IFD de sus portafolios expiraron el 2 de diciembre de 2019 por lo que, una vez que se realizó la liquidación total de las operaciones, las líneas de crédito exentas expiraron y las garantías depositadas por los clientes fueron devueltas totalmente.

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.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2019, PEMEX cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez. En pesos cuenta con dos líneas: una por \$ 28,000,000 con vencimiento en noviembre de 2022, y una por \$ 9,000,000 con vencimiento en noviembre de 2023. En dólares también cuenta con dos opciones de financiamiento: una por US\$ 1,950,000 con vencimiento en enero de 2021, y una por US\$ 5,500,000 con vencimiento en junio de 2024.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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, la cual tiene acceso a una línea sindicada de hasta US\$ 700,000 y excesos de capital en custodia. Adicionalmente, estas empresas cuentan con acceso a préstamos bancarios hasta por un monto de US\$ 743,000.

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 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

- Para las obligaciones de deuda, estas tablas presentan los flujos de efectivo del capital y tasas de interés promedio ponderadas para la deuda a tasa fija.
- Para swaps de tasa de interés, swaps de moneda y opciones de moneda estas tablas presentan el monto del notional y el promedio ponderado de las tasas de interés esperadas (de acuerdo con 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 a partir de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Bloomberg y PIP.
- Los precios utilizados en las transacciones comerciales y en los IFD de PMI Trading son índices publicados por fuentes reconocidas y ampliamente utilizadas en el mercado internacional, como los son CME-NYMEX, Platts, Argus, entre otros.
- El valor razonable se calcula de manera interna, ya sea descontando los flujos de efectivo con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original o mediante otros modelos de valuación comúnmente utilizados en el mercado para ciertos instrumentos específicos.
- Para todos los instrumentos, las tablas muestran los términos de los contratos, con la finalidad de determinar flujos futuros, de acuerdo con sus fechas de vencimiento.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019 ⁽¹⁾

	Año de la fecha de vencimiento esperada						Valor total en libros	Valor razonable
	2020	2021	2022	2023	2024	2025 en adelante		
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	\$ 52,874,594	\$ 36,474,941	\$ 36,288,484	\$ 51,814,555	\$ 24,377,105	\$ 959,097,000	\$ 1,160,926,679	\$ 1,233,260,685
Tasa de interés promedio (%)							6.2535%	
Tasa fija (yenes)	-	-	-	5,202,000	-	13,848,692	19,050,692	17,812,094
Tasa de interés promedio (%)							1.3483%	
Tasa fija (libras)	-	-	8,725,102	-	-	11,157,892	19,882,994	21,733,929
Tasa de interés promedio (%)							5.7247%	
Tasa fija (pesos)	10,009,595	20,004,204	1,999,293	-	57,381,081	30,985,764	120,379,937	114,148,170
Tasa de interés promedio (%)							7.4867%	
Tasa fija (UDI)	5,137,194	4,183,481	-	-	-	32,067,846	41,388,521	37,209,163
Tasa de interés promedio (%)							4.0514%	
Tasa fija (euros)	27,490,652	36,993,461	33,752,122	29,564,507	26,321,684	136,705,664	290,828,090	314,159,720
Tasa de interés promedio (%)							3.7095%	
Tasa fija (francos suizos)	11,669,169	2,920,578	-	7,081,249	-	-	21,670,996	22,167,273
Tasa de interés promedio (%)							1.6996%	
Total de deuda a tasa fija	107,181,204	100,576,665	80,765,001	93,662,311	108,079,870	1,183,862,858	1,674,127,909	1,760,491,034
Tasa variable (dólares)	37,129,938	14,165,499	23,671,360	10,931,702	53,275,137	14,051,426	153,225,062	153,747,749
Tasa variable (yen)	11,097,600	-	-	-	-	-	11,097,600	11,112,957
Tasa variable (euros)	983,647	-	-	13,734,663	-	-	14,718,310	14,969,735
Tasa variable (pesos)	55,384,990	8,456,465	8,435,081	6,991,763	10,600,586	6,989,516	96,858,401	96,135,647
Total de deuda a tasa variable	104,596,175	22,621,964	32,106,441	31,658,128	63,875,723	21,040,942	275,899,373	275,966,088
Deuda total	\$ 211,777,379	\$ 123,198,629	\$ 112,871,442	\$ 125,320,439	\$ 171,955,593	\$ 1,204,903,800	\$ 1,950,027,282	\$ 2,036,457,122

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 2019 de \$ 18.8452 = USD\$ 1.00; \$ 0.1734 = 1.00 Yen japonés; \$ 24.9586 = 1.00 Libra esterlina; \$ 6.399018 = 1.00 UDI; \$ 21.1537 = 1.00 Euro y \$ 19.4596 = 1.00 Franco suizo.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2018 ⁽¹⁾

	Año de la fecha de vencimiento esperada						Valor total en libros	Valor razonable
	2019	2020	2021	2022	2023	2024 en adelante		
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)	19,386,459	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	27,916,889
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	<u>\$ 158,360,378</u>	<u>\$ 189,948,780</u>	<u>\$ 184,328,927</u>	<u>\$ 171,607,562</u>	<u>\$ 168,577,398</u>	<u>\$ 1,176,027,565</u>	<u>\$ 2,048,850,610</u>	<u>\$ 1,913,377,218</u>

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

⁽¹⁾ La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 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.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019^{(1) (2)}

	Año de la fecha de vencimiento esperada						Nacional total	Valor razonable ⁽³⁾
	2020	2021	2022	2023	2024	2025 en adelante		
Instrumentos de Cobertura ^{(2) (4)}								
IFD de tasa de interés								
Swaps de tasa de interés (Dólares americanos)								
Variable a fija	\$ 4,505,751	4,463,405	4,352,614	4,219,019	3,133,015	2,308,537	22,982,341	(99,231)
Tasa de pago promedio	3.20%	3.22%	3.25%	3.37%	3.68%	4.13%	n.a.	n.a.
Tasa de cobro promedio	3.00%	2.80%	2.94%	3.17%	3.67%	4.36%	n.a.	n.a.
IFD de divisas								
Swaps de moneda								
Recibe euros/ Paga Dólares americanos	27,352,677	35,146,769	33,626,604	43,975,261	25,095,682	141,792,559	306,989,551	(6,129,828)
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos	12,419,108	-	-	4,548,319	-	-	16,967,427	(1,087,602)
Recibe libras esterlinas/Paga Dólares americanos	-	-	9,204,373	-	-	11,149,951	20,354,324	516,780
Recibe UDI/Paga pesos	7,292,520	3,000,000	-	-	-	27,450,032	37,742,553	3,116,439
Recibe Francos Suizos/Paga Dólares americanos	10,999,144	2,851,895	-	6,878,498	-	-	20,729,537	797,159
Opciones de Moneda								
Compra Put, Vende Put y Vende Call sobre yenes	-	-	-	-	-	13,881,133	13,881,133	123,244
Compra Call, Vende Call y Vende Put sobre euros	-	36,978,146	-	-	26,412,961	41,732,479	105,123,586	360,731
Venta Call sobre libras esterlinas	-	-	-	-	-	11,242,387	11,242,387	(81,137)
Venta Call sobre francos suizos	-	-	-	7,116,252	-	-	7,116,252	(74,535)
Venta Call sobre euros	-	-	12,678,221	13,734,740	-	40,147,701	66,560,662	(1,223,283)

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 2019 de \$ 18.8452 = USD\$ 1.00 y \$ 21.1537 = 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.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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						Nocional total	Valor razonable ⁽³⁾
	2019	2020	2021	2022	2023	2024 en adelante		
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, Vende Put y Vende Call sobre yenes	-	-	-	-	-	14,355,685	14,355,685	222,491
Compra Call, Vende Call y Vende 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Las siguientes tablas muestran los flujos estimados de principal e intereses, desglosados por año de vencimiento, de los pasivos financieros de PEMEX al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 (no se incluyen los IFD):

**Flujos de Principal e Intereses de los Pasivos Financieros por año de vencimiento
al 31 de diciembre de 2019 ⁽¹⁾**

	Valor total en libros	Año de la fecha de vencimiento esperada					2025 en adelante	Total
		2020	2021	2022	2023	2024		
Pasivos Financieros								
Proveedores	208,034,407	208,034,407	-	-	-	-	-	208,034,407
Cuentas y gastos por pagar	26,055,151	26,055,151	-	-	-	-	-	26,055,151
Arrendamientos	68,148,627	11,424,336	9,982,471	9,507,408	9,493,269	9,361,805	62,776,808	112,546,097
Deuda	1,983,174,088	312,757,186	222,227,670	205,355,068	213,879,603	254,613,606	2,104,560,030	3,313,393,163
Total	2,285,412,273	558,271,080	232,210,141	214,862,476	223,372,872	263,975,411	2,167,336,838	3,660,028,818

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 2019 de \$ 18.8452 = USD\$ 1.00; \$ 0.1734 = 1.00 Yen japonés; \$ 24.9586 = 1.00 Libra esterlina; \$ 6.399018 = 1.00 UDI; \$ 21.1537 = 1.00 Euro y \$ 19.4596 = 1.00 Franco suizo.

**Flujos de Principal e Intereses de los Pasivos Financieros por año de vencimiento
al 31 de diciembre de 2018 ⁽¹⁾**

	Valor total en libros	Año de la fecha de vencimiento esperada					2024 en adelante	Total
		2019	2020	2021	2022	2023		
Pasivos Financieros								
Proveedores	149,842,712	149,842,712	-	-	-	-	-	149,842,712
Cuentas y gastos por pagar	24,917,669	24,917,669	-	-	-	-	-	24,917,669
Deuda	2,082,286,116	263,380,210	290,101,037	275,601,994	253,943,698	244,198,663	1,918,608,927	3,245,834,529
Total	2,257,046,497	438,140,591	290,101,037	275,601,994	253,943,698	244,198,663	1,918,608,927	3,420,594,910

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.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 con 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 2019 y al 31 de diciembre de 2018 no se han reconocido efectos por derivados implícitos (por moneda o por índice).

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, PEMEX reconoció una utilidad (pérdida) por \$ 4,751,897 y \$ (3,142,662), respectivamente, en el rubro (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 2019 y al 31 de diciembre de 2018, 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 \$ (5,153,841) y \$ 6,487,032, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nominal de los IFD del tipo OTC con posiciones vigentes o abiertas y vencidas no realizadas, al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, considerados por las razones antes expuestas, como operaciones con fines de negociación. Debe hacerse notar que:

- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen a partir de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Bloomberg y PIP.
- 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

IFD	POSICIÓN	31 de diciembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
		VALOR		VALOR	
		Nocional	Razonable	Nocional	Razonable
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	\$ 11,189,338	(79,096)	14,147,084	228,909
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 6M + spread	11,024,442	(9,181)	13,433,579	420,029
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	37,742,553	3,116,439	37,742,553	(237,428)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nocional en UDI.	-	-	23,740,341	(4,154,665)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.	12,419,108	(1,403,975)	12,971,158	(1,532,612)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	4,548,319	316,373	4,750,499	419,983
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 3M + spread y recibe flotante en EUR Libor 3M + spread.	14,432,394	(523,552)	15,073,938	(122,974)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	292,557,157	(5,606,276)	327,129,743	5,618,515
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	9,204,373	526,632	9,819,995	(2,573)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en GBP.	11,149,951	(9,852)	11,645,585	(294,745)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	20,729,537	797,159	28,117,976	486,310
Opciones de moneda	PEMEX Compra Put, Vende Put y Vende Call sobre JPY	13,881,133	123,244	14,355,685	222,491
Opciones de moneda	PEMEX Compra Call, Vende Call y Vende Put sobre EUR	105,123,586	360,731	95,923,285	2,708,534
Opciones de moneda	PEMEX Vende Call sobre GBP	11,242,387	(81,137)	11,296,695	(232,636)
Opciones de moneda	PEMEX Vende Call sobre CHF	7,116,252	(74,535)	7,315,424	(183,093)
Opciones de moneda	PEMEX Vende Call sobre EUR	66,560,662	(1,223,283)	71,096,081	(2,543,075)
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	-	-	(3,669)	136
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	-	-	3,622	(94)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	-	-	989	4
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	-	-	(989)	(4)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US\$ y recibe flotante en US\$ Libor 1M.	768,561	(10,954)	1,115,854	(4,192)
Subtotal			<u><u>\$(3,781,263)</u></u>		<u><u>796,821</u></u>

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

IFD	31 de diciembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Opciones de Crudo	85.05	\$ (1,372,577)	111.68	\$ 5,690,212

IFD	Mercado	31 de diciembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
		Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros	Bursátil	2.4	\$ (124,835)	2.6	\$ 441,954
Swaps de Petróliferos	Bursátil	4.3	\$ (318,410)	4.9	\$ 760,603

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 \$ 18.8452 y \$ 19.6829 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de \$ 21.1537 pesos por euro al 31 de diciembre de 2019 y de \$ 22.5054 pesos por euro al 31 de diciembre de 2018.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, PEMEX reconoció una (pérdida) utilidad neta de \$(23,263,923), \$(22,258,613) y \$25,338,324, 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 2019 y al 31 de diciembre de 2018.

	Derivados del activo	
	Valor razonable	
	Al 31 de diciembre de 2019	2018
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Opciones de crudo	\$ -	5,690,212
Opciones de divisas	559,751	2,931,025
Opciones de gas natural	-	4
Swaps de divisas	10,936,579	13,111,838
Swaps de gas natural	-	260
Swaps de tasa de interés	-	648,938
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	11,496,330	22,382,277
Total activo	\$ 11,496,330	22,382,277

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Derivados en el pasivo	
	Valor razonable	
	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Derivados no designados como instrumentos de cobertura		
Opciones de crudo	\$ (1,372,577)	-
Opciones de divisas	(75,776)	-
Opciones de gas natural	-	(4)
Swaps de divisas	(15,102,586)	(15,890,830)
Swaps de gas natural	-	(218)
Swaps de tasa de interés	(99,232)	(4,193)
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura	(16,650,171)	(15,895,245)
Total pasivo	(16,650,171)	(15,895,245)
Total IFD neto	\$ (5,153,841)	6,487,032

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 2019, 2018 y 2017, el cual se presenta en el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto.

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		
	2019	2018	2017
Derivados implícitos	\$ 4,751,897	(3,142,662)	-
Forwards	-	2,007,393	(1,976,241)
Futuros	(1,460,990)	374,112	(779,950)
Opciones de crudo	(2,762,358)	2,329,051	(3,771,604)
Opciones de divisas	(2,447,050)	(2,210,301)	5,255,931
Opciones de gas natural	49	185	673
Swaps de divisas	(16,019,238)	(21,902,567)	27,747,290
Swaps de gas natural	2	117	1,780
Swaps de tasa de interés	(574,338)	286,059	(34,306)
Otros	-	-	(1,105,249)
Total	\$ (18,512,026)	(22,258,613)	25,338,324

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

19. 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.

En 2019, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó modificaciones a la Estructura Orgánica de la Empresa, derivado de ello, las Entidades Subsidiarias y el Corporativo, cedieron y/o recibieron personal activo a través de la figura de Sustitución Patronal, con lo cual las Entidades Subsidiarias y el Corporativo reconocen las Obligaciones de Retiro del Personal transferido, cuyo impacto fue calculado en el estudio actuarial realizado por los expertos independientes.

Los montos totales reconocidos por estas obligaciones se muestran a continuación:

	31 de diciembre	
	2019	2018
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del año	\$ 1,438,849,732	1,067,317,120
Pasivo por Otros Beneficios a Largo Plazo	17,965,635	13,224,926
Pasivo por beneficios definidos al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera	\$ 1,456,815,367	1,080,542,046

*El monto reflejado en la Reserva de Beneficios a los Empleados al final del año, incluye tanto el Plan de Beneficio Definido (DB) como el plan de Contribución Definida (CD). En cuanto al esquema de Contribución Definida, los Activos (pasivos) reconocidos en el balance (CD-garantía) de \$ 2,023,220 y el gasto en el estado de resultados para el período de enero a diciembre de 2019 (costo neto del período, DC-garantía) es \$ 316,915. La aportación de PEMEX al plan de contribución Definida durante el ejercicio 2019 asciende a \$ 523,482.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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	
	2019	2018
Pasivo por Beneficios Definidos al inicio del período	\$ 1,067,317,120	1,241,072,307
Costo del Servicio	15,871,004	20,819,804
Interés neto	95,643,572	97,571,478
Pago de beneficios definidos	(5,759,721)	(5,547,170)
Monto de pérdidas y (ganancias) actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:		
Cambios en supuestos Financieros ⁽¹⁾	304,527,285	(214,105,342)
Cambios en supuestos Demográficos ⁽¹⁾	(9,012,031)	(71,958,462)
Por experiencia durante el ejercicio	25,228,095	53,779,484
En activos del plan durante el ejercicio	(43,628)	646,318
Efecto del techo del activo*	(127,137)	279,674
Traspaso al fondo de beneficios de largo plazo*	-	410,775
Interés real excluyendo ingreso por intereses*	(363,873)	-
Ajuste Plan de Aportaciones Plan de Contribución*	61,583	-
Remediciones	(96,828)	2,146
Contribuciones al fondo	(54,395,709)	(55,653,892)
Pasivo por Beneficios Definidos al final del año	\$ 1,438,849,732	1,067,317,120

* Conceptos provenientes de la valuación de pasivos de PMI CIM

(1) El monto de las pérdidas actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo reconocidas en otros resultados integrales neto de impuesto sobre la renta diferido por \$(309,327,314) generados en el periodo de enero a diciembre 2019 corresponden principalmente al decremento en la tasa de descuento al pasar de 9.29% a 7.53%. Así como al incremento paulatino de la tabla de mortalidad para jubilados no inválidos. Otros factores que influyen fueron el cambio que sufrieron las obligaciones por concepto de movimientos en la población, edad, antigüedad, salario, pensiones y prestaciones.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Cambios en los Activos del Plan		31 de diciembre	
		2019	2018
Activos del Plan al inicio del año	\$	7,200,471	8,485,692
Rendimiento esperado de los activos		833,638	862,175
Pagos con cargo al fondo de pensiones		(59,967,278)	(56,834,688)
Contribuciones de la empresa al fondo		54,395,709	55,653,892
Ganancia / (Pérdida) actuarial de activos		43,683	(653,583)
Efecto del techo del activo*		157,774	(313,017)
Ajustes al plan de contribuciones definidas*		(61,582)	-
Precio de liquidación*		(17,408)	-
Activos del Plan al final del año	\$	2,585,007	7,200,471

*Conceptos provenientes de la valuación de pasivos de PMI CIM

La reducción en las aportaciones al Fondo Laboral obedece a requerimientos en materia presupuestal derivados de la necesidad de cumplir con una meta de balance financiero en flujo de efectivo. En este sentido, durante 2019 la Dirección Corporativa de Finanzas implementó una estrategia para que las aportaciones al Fondo se programen y ejecuten tomando en consideración el saldo inicial más el costo de las nóminas y jubilaciones del ejercicio, manteniendo un saldo mínimo operativo sin poner en riesgo la continuidad operativa ni el pago al personal beneficiario.

Las contribuciones de la empresa al fondo incluyen los pagarés cobrados por adelantado por \$ 38,704,883 en los meses de enero a mayo de 2019 (\$32,493,666 de principal y \$6,211,217 de intereses) derivadas 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 15-A).

La contribución esperada para el Fondo en Fideicomiso para el ejercicio 2020 asciende a \$63,485,625 y los pagos a \$72,405,842.

La distribución de los activos del plan a la fecha de presentación de información es la siguiente:

Activos del Plan		31 de diciembre	
		2019	2018
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$	138,795	4,976,125
Instrumentos de deuda		2,446,212	2,224,346
Suman los Activos del Plan	\$	2,585,007	7,200,471

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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	
	2019	2018
Obligaciones por Beneficios Definidos al inicio del año	\$ 1,074,233,038	1,249,557,999
Costo del servicio	14,516,102	18,365,156
Costo financiero	96,350,258	98,759,209
Costo por servicios pasados	77,045	(103,845)
Pago de beneficios definidos	(65,727,000)	(62,388,283)
Cambios en supuestos Financieros	304,527,285	(214,105,342)
Cambios en supuestos Demográficos	(9,012,031)	(71,958,462)
Por experiencia durante el ejercicio	25,228,095	53,779,484
Obligaciones liquidadas	(14,237)	(457,168)
Remediciones	-	2,139
Reducciones	(129,909)	-
Modificaciones al plan	1,307,769	2,782,151
Obligaciones por Beneficios Definidos al final del año	\$ 1,441,356,415	1,074,233,038

Los efectos en el pasivo laboral por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del periodo son:

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -12.33% y 15.57%, respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 3.76% y -2.86%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 9.36% y -7.92%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 1.39% y -1.21%, 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 2019. 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.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2019 y 2018:

*Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2019					
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	\$	138,795	-	-	138,795
Instrumentos de deuda		2,446,212	-	-	2,446,212
Total	\$	2,585,007	-	-	2,585,007

*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

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	
	2019	2018
Tasa de incremento de los salarios	5.02%	5.02%
Tasa de incremento de las pensiones	4.00%	4.00%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	7.65%
Supuesto de inflación	4.00%	4.00%
Tasa de incremento canasta básica para personal activo	5.00%	5.00%
Tasa de incremento canasta básica para personal jubilado	4.00%	4.00%
Tasa de incremento gas y gasolina	4.00%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los Activos del Plan ⁽¹⁾	7.53%	9.29%
Duración promedio de la obligación (años)	17.52	15.04

⁽¹⁾ Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determinó considerando la curva cupón cero gubernamental, generada a partir de los bonos de Tasa Fija del Gobierno Federal ("Bonos M") y de los Cetes, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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		
	Beneficios a Largo Plazo	2019	2018
Pasivo/(Activo) por beneficios definidos al inicio del período	\$	13,224,926	17,363,815
Costo de servicios presentes		-	(18,085)
Cargo a resultados del período		2,164,866	2,885,875
Monto de pérdidas y (ganancias) actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:			
Cambios en supuestos Financieros		5,007,261	(3,741,132)
Cambios en supuestos Demográficos		(245,829)	(751,052)
Por experiencia durante el ejercicio		(2,418,954)	(2,259,569)
Interés Real Excluyendo ingreso por intereses		264,917	125,485
Efecto del Techo del Activo		(30,638)	33,344
Ajuste Plan de Aportaciones Plan de Contribución*		(914)	-
Pago de Beneficios		-	(2,980)
Traspaso al fondo de beneficios post empleo reconocido en otras partidas de resultado integral		-	(410,775)
Pasivo por beneficios definidos al final del año	\$	17,965,635	13,224,926

*Conceptos provenientes de la valuación de pasivos de PMI CIM

Los pagos esperados de los beneficios a largo plazo ascienden a \$336,526.

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 -17.02% y 21.66%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 8.52% y -5.89%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 0% en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 4.57% y -4.04%, respectivamente en las obligaciones.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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	
	2019	2018
Tasa de incremento de los salarios	5.02%	5.02%
Supuesto de inflación	4.00%	4.00%
Tasa de incremento canasta básica para personal activo	5.00%	5.00%
Tasa de incremento canasta básica para personal jubilado	4.00%	4.00%
Tasa de incremento gas y gasolina	4.00%	4.00%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	7.53%	9.29%
Duración promedio de la obligación (años)	17.52	15.04

Conforme a la NIC 19, la tasa de descuento se determinó considerando la curva cupón cero gubernamental generada a partir de los bonos de Tasa Fija del Gobierno Federal ("Bonos M") y de los Cetes, así como el flujo de pagos esperados para cubrir las obligaciones contingentes.

20. PROVISIÓN PARA CRÉDITOS DIVERSOS

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

		31 de diciembre	
		2019	2018
Provisión gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 13)	\$	80,849,900	84,050,900
Provisión juicios en proceso (ver Nota 27)		8,075,031	6,483,078
Provisión gastos protección ambiental		9,086,977	11,219,278
	\$	98,011,908	101,753,256

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	
		2019	2018
Saldo al inicio del año	\$	84,050,900	68,797,600
(Disminución) Incremento de la provisión contra el activo fijo		(2,826,003)	22,313,529
Efecto de tasa de descuento		3,318,384	(6,770,200)
(Pérdida) cambiaria no realizada		(3,577,200)	(183,000)
Aplicación de la provisión		(116,181)	(107,029)
Saldo al final del año	\$	80,849,900	84,050,900

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		Juicios en proceso	
		31 de diciembre	
		2019	2018
Saldo al inicio del año	\$	6,483,078	7,812,689
Incremento de la provisión contra resultados		1,901,930	1,194,547
Cancelación de la provisión contra resultados		(309,977)	(2,502,807)
Aplicación de la provisión		-	(21,351)
Saldo al final del año	\$	8,075,031	6,483,078

		Gastos ambientales	
		31 de diciembre	
		2019	2018
Saldo al inicio del año	\$	11,219,278	11,067,134
Incremento de la provisión contra resultados		4,745,835	1,390,838
Cancelación de la provisión		(6,873,905)	(1,106,693)
Aplicación de la provisión		(4,231)	(132,001)
Saldo al final del año⁽¹⁾	\$	9,086,977	11,219,278

⁽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. No se tiene definido el período de ejecución de estos trabajos, ya que están sujetos a los presupuestos que se puedan otorgar a PEMEX.

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.

La disminución de la provisión contra activo fijo en 2019 corresponde a una disminución en los costos tipo directos que reportan los contratos vigentes para el taponamiento de pozos. Para el año 2018, las tasas de descuento utilizadas en 2018 respecto a las tasas de 2017 presentaron un incremento en la tasa nacional en promedio de 12% y de 11% en promedio para la tasa para dólares, lo que generó una disminución de la provisión al cierre de 2018 por \$6,770,200.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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. Los trabajos de taponamiento de pozos se ejecutarán de la siguiente manera:

Año	Monto
2020	\$ 3,102,131
2021	4,252,905
2022	6,247,100
2023	4,031,808
2024	5,687,936
Más de 5 años	57,528,020
Total	\$ 80,849,900

21. 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.

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 65.00% y 66.25% para 2019 y 2018 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 al decreto publicado en 9 de diciembre de 2019 en el Diario Oficial de la Federación, a partir del 1 de enero de 2020, se aplicará una tasa de 58%.

Durante 2019 se causó DUC por un total de \$343,242,476 cifras de la declaración anual normal del ejercicio 2019, misma que se presentó el 10 de marzo de 2020, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de \$347,515,447 quedado un saldo a favor por \$4,272,971 al cierre de diciembre de 2019.

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 quedado un saldo a favor por \$491,070 al cierre de diciembre de 2018.

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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El cargo a resultados por derechos y otros al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, se integra como sigue:

		31 de diciembre		
		2019	2018	2017
Derecho a la Utilidad Compartida (DUC)	\$	343,242,476	443,294,170	372,902,629
DUC de años anteriores		(39)	14,883	2,095,429
Otros		-	446,464	260,775
Gasto (beneficio) por DUC diferido		29,570,063	26,178,078	(37,214,624)
Total de DUC y otros	\$	372,812,500	469,933,595	338,044,209

Los principales conceptos que originan el saldo del activo por DUC diferido son:

		31 de diciembre	
		2019	2018
DUC diferido activo:			
Créditos fiscales	\$	546,317,620	577,278,473
DUC diferido pasivo:			
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		(151,479,977)	(288,913,978)
DUC diferido neto, activo		394,837,643	288,364,495
DUC diferido no reconocido		(385,719,590)	(249,676,378)
Activo a largo plazo, neto	\$	9,118,054	38,688,117

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:

		2019	2018	2017
Gasto esperado:	\$	43,432,712	307,269,035	127,436,912
(Incremento) reducción resultante de:				
Beneficio esperado de contratos		(4,948,542)	(5,797,144)	-
Derechos ejercicio anterior		(26)	9,860	-
Ingresos no acumulables ⁽¹⁾		(1,130,442,995)	(593,158,584)	(514,780,219)
Gastos no deducibles ⁽¹⁾		1,091,958,851	291,676,831	387,343,306
Valor de la producción		495,394,906	610,206,103	518,433,469
Derechos deducibles		(39,891,325)	(55,005,397)	(39,503,110)
Reserva de DUC diferido		-	-	(48,689,612)
Gasto por DUC diferido		29,570,063	26,178,078	-
Límite de deducciones		(112,261,105)	(111,906,534)	(94,552,741)
DUC de años anteriores		(39)	14,883	2,095,429
Otros		-	446,464	260,775
Gasto por derecho a la utilidad compartida	\$	372,812,500	469,933,595	338,044,209

⁽¹⁾ Incluye para 2019 la totalidad de la utilidad y pérdida por fluctuación en cambios la cual no tiene un efecto en la determinación del DUC.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 \$8,677,891, \$11,110,177 y \$7,769,915 en el ejercicio de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

Asimismo, el 24 de mayo de 2019 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, otro decreto por el que se otorgaron beneficios fiscales mediante el cual se aplican mayores límites de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones a los previstos en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos en el cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida en asignaciones distintas a las que se aplicaron en el decreto anterior arriba citado, el beneficio que se obtuvo por la aplicación de este decreto fue de \$17,110,177 en el ejercicio de 2019.

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 2019 Pemex Exploración y Producción realizó pagos netos de este derecho por un total de \$ 61,371,269, 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 2019 las cuotas fueron de 1,355.82 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 3,242.17 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 2019 Pemex Exploración y Producción realizó pagos de este derecho por un total de \$1,049,713, 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 1,768.45 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 7,073.83 pesos por kilómetro cuadrado. Durante 2019 se realizaron pagos por este impuesto por un total de \$4,421,537, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 1,355.82 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a 3,242.17 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 1,768.45 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 7,073.83 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.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019 han sido de 4.81 pesos por litro de gasolina Magna; 4.06 pesos por litro de gasolina Premium y 5.28 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 2019 han sido 42.43 centavos por litro de gasolina Magna, 51.77 centavos por litro de gasolina Premium y 35.21 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 2019 han sido 7.26 centavos por litro para el propano, 9.40 centavos por litro para el butano, 12.74 centavos por litro para la gasolina y gas avión, 15.22 centavos por litro para turbosina y otros querosenos, 15.46 centavos por litro para diésel, 16.50 centavos por litro para combustóleo y 19.15 pesos 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%.

A partir del ejercicio 2019 se aplica el decreto de estímulos fiscales región fronteriza norte, mismo que en materia del IVA consiste en un crédito equivalente al 50% de la tasa general, aplicable directamente al momento de la enajenación o prestación de servicio. Este estímulo es aplicable en 6 Estados de la región fronteriza norte e incluye a 43 municipios de esos Estados.

Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias aplican este beneficio fiscal por las operaciones que realizan dentro de los municipios de los Estados comprendidos en el Decreto.

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 o a solicitar su devolución.

(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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El ISR se calcula aplicando la tasa del 30% al resultado fiscal, obtenido en el ejercicio. El resultado fiscal se determina como sigue: se obtendrá la utilidad fiscal disminuyendo de la totalidad de los ingresos acumulables obtenidos en el ejercicio, las deducciones autorizadas en el Título II. A la utilidad fiscal del ejercicio se le disminuirán en su caso, las pérdidas fiscales pendientes de aplicar de ejercicios anteriores.

El resultado contable difiere del resultado fiscal debido principalmente a efectos de inflación, diferencias entre depreciación, gastos no deducibles y otros.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 dichas compañías generaron ISR como se muestra como sigue:

	31 de diciembre		
	2019	2018	2017
ISR causado	\$ 4,247,998	3,109,971	3,546,912
ISR diferido	(33,237,010)	(11,465,343)	(9,334,064)
Total ISR	\$ (28,989,012)	(8,355,372)	(5,787,152)
ISR por dividendos obtenidos de PMI HBV por tratarse de Régimen Fiscal Preferente	\$ -	-	722,984

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 el ISR diferido activo neto, de las Entidades Subsidiarias 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.

ISR diferido no reconocido

	Efecto Fiscal	
	2019	2018
Activos		
Provisiones	\$ 181,119,082	161,103,132
Propiedades, planta y equipo	6,736,006	17,825,338
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar	588,208,624	489,166,032
Total activo	776,063,712	668,094,502
Pasivos		
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	127,849,064	159,942,782
Otros	584,711	1,072,383
Total pasivos	128,433,775	161,015,165
Total de activos, neto	\$ 647,629,937	507,079,337

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2018	Reconocido en resultados	Reconocido en ORI	31 de diciembre de 2019
<u>Impuesto sobre la renta diferido activo:</u>				
Provisiones	\$ 8,836,693	43,491	-	8,880,184
Pasivo laboral	40,314,749	17,362,550	10,613,057	68,290,356
Anticipo de clientes	35,807	269,193	-	305,000
Pasivos acumulados	611,652	1,489,359	-	2,101,011
Reserva por baja de valor de inventarios	982,228	(792,477)	-	189,751
Cuentas incobrables	763,924	(54,596)	-	709,328
Instrumentos financieros derivados	29,674	106,586	-	136,260
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	11,862,776	(3,791,206)	-	8,071,570
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar ⁽¹⁾	20,659,110	17,768,533	-	38,427,643
Total impuesto sobre la renta diferido activo	84,096,613	32,401,433	10,613,057	127,111,103
<u>Impuesto sobre la renta diferido (pasivo):</u>				
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(2,630,597)	1,015,893	-	(1,614,704)
Otros	(1,881,715)	(180,316)	-	(2,062,031)
Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)	(4,512,312)	835,577	-	(3,676,735)
Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto	\$ 79,584,301	33,237,010	10,613,057	123,434,368

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 de diciembre de 2017	Reconocido 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

⁽¹⁾ Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen un vencimiento hasta el año 2029.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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.

	31 de diciembre		
	2019	2018	2017
Beneficio esperado	\$ 3,707,023	(41,316,168)	(20,055,588)
Incremento (reducción) resultante de:			
Efecto fiscal de la inflación, neto	6,487,844	11,742,346	14,302,118
Actualización fiscal de ductos, inmuebles y equipo	(5,290,734)	(3,359,548)	(3,713,920)
Activo diferido no reconocido ⁽¹⁾	-	21,885,731	-
Reserva por deterioro de activo diferido	(24,189,922)	-	-
Beneficios al retiro	(10,698,848)	-	-
Gastos no deducibles	4,826,745	1,781,012	1,954,659
Otros, neto	(3,831,120)	911,255	1,725,579
Beneficio por impuesto sobre la renta	\$ (28,989,012)	(8,355,372)	(5,787,152)

⁽¹⁾ Debido a que mejoraron las circunstancias en 2019, para evaluar la recuperación del beneficio fiscal proveniente de pérdidas fiscales pendientes por amortizar en Pemex Logística, se reconoció un activo diferido por este concepto.

El efecto acumulado de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales al 31 de diciembre de 2019 y 2018 ascendió a \$ 19,347,685 y \$ 8,734,628, respectivamente. Así mismo, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales del periodo se encuentra presentado en (pérdida) rendimiento integral por un monto de \$ 10,613,057 y \$ (8,953,404), respectivamente.

22. 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 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 de un 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 15- A).

El 11 de septiembre de 2019, Petróleos Mexicanos recibió aportaciones como Certificados de Aportación por \$122,131,000 por parte del Gobierno Federal para mejorar la posición financiera de PEMEX.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 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
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2019	122,131,000
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2019	\$ 478,675,447

B. APORTACIONES DEL GOBIERNO FEDERAL

Durante 2019 y 2018 no existieron movimientos de Aportaciones del Gobierno Federal distintos de los Certificados de Aportación "A".

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.

Durante 2019 y 2018 no existieron movimientos en este rubro.

D. OTROS RESULTADOS ACUMULADOS INTEGRALES

Como resultado del análisis de la tasa de descuento relativa a las obligaciones de pago de beneficios a los empleados, por el periodo terminado el 31 de diciembre de 2019, PEMEX reconoció \$ 309,334,500 de pérdidas actuariales en otros resultados integrales, netos de impuestos diferidos, relacionadas con obligaciones de retiro y beneficios post-empleo, debido a la disminución en la tasa de descuento. Asimismo, por el periodo terminado el 31 de diciembre de 2018, PEMEX reconoció \$ 222,545,556 de ganancias actuariales en otros resultados integrales, netas de impuestos diferidos, relacionadas con obligaciones de retiro y beneficios post-empleo, debido al aumento en la tasa de descuento.

E. DÉFICIT ACUMULADO DE EJERCICIOS ANTERIORES

PEMEX ha incurrido en pérdidas netas 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.

F. INCERTIDUMBRE RELATIVA AL NEGOCIO EN MARCHA

Los estados financieros consolidados han sido preparados bajo la base de negocio en marcha.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Hechos y condiciones

Por los años 2019, 2018 y 2017, PEMEX reconoció pérdidas netas por \$347,911,083 y \$180,419,837 y \$280,850,619, respectivamente. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2019 se tiene un patrimonio negativo de \$1,997,208,362 derivado principalmente de las pérdidas netas continuas que se han obtenido, y un capital de trabajo negativo de \$200,020,844 al 31 de diciembre de 2019.

Por otro lado, PEMEX tiene una deuda importante, contraída principalmente para financiar los gastos de operación. Debido a su importante carga fiscal proveniente del 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 fondar sus gastos de operación e inversión. Como resultado, el endeudamiento de PEMEX ha incrementado significativamente y su capital de trabajo ha disminuido. Adicionalmente, la reciente caída significativa de los precios del crudo, que empezó a partir de marzo de 2020 y el impacto económico negativo provocado por la pandemia asociada al virus Covid-19 ha tenido impactos desfavorables en el desempeño financiero de PEMEX (ver Nota 28).

Los ingresos de PEMEX han disminuido tanto por menor precio del petróleo crudo y sus principales derivados, como por la menor demanda de productos petrolíferos.

En marzo y abril de 2020, algunas agencias calificadoras disminuyeron la calificación crediticia de PEMEX. Las disminuciones más recientes han sido, principalmente derivadas de los efectos del Covid-19 y la consecuente contracción de la actividad económica, así como los bajos precios del petróleo crudo y la baja de la calificación crediticia soberana del Gobierno Federal. Estas bajas en las calificaciones crediticias pudieran tener un impacto en el acceso a los mercados financieros, en las tasas de interés de los nuevos contratos o renegociaciones de deuda que, en su caso, realizara PEMEX durante 2020. (Ver Nota 28)

PEMEX cuenta con autonomía presupuestaria, y en términos de desempeño para las finanzas públicas del país, se sujeta a la meta de balance financiero en flujo de efectivo que se aprueba en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación. Este indicador representa la diferencia entre sus ingresos brutos y su gasto total presupuestado, incluyendo el costo financiero, y es aprobado por la Cámara de Diputados, a propuesta de la SHCP.

El Presupuesto de Egresos de la Federación para 2020 autorizó a PEMEX una meta de balance financiero negativo por \$62,623,500. Este déficit no incluye el pago de principal de la deuda durante 2020.

Adicionalmente, PEMEX estima que la baja en el precio del petróleo crudo, la disminución en la actividad económica provocada por la pandemia del Covid-19, y la volatilidad de los tipos de cambio incrementen su déficit de balance financiero presupuestal en \$30,000,000 por el ejercicio 2020.

PEMEX tiene vencimientos de deuda de corto plazo por \$ 211,491,554 de principal.

El efecto combinado de los eventos arriba mencionados, indican la existencia de duda sustancial sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha.

PEMEX está tomando las siguientes acciones para hacer frente a esta situación:

Para hacer frente a sus obligaciones de corto plazo, en enero de 2020 PEMEX realizó una emisión de dos bonos en el mercado internacional por US \$5,000,000 en enero de 2020 acompañada de un ejercicio de manejo de pasivos. Adicionalmente, se cuenta con la capacidad de refinanciar el remanente de deuda a corto plazo a través de créditos bancarios directos y revolventes garantizados por agencias de crédito a la exportación.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

En la Ley de Ingresos de la Federación para 2020, se le autoriza a PEMEX un endeudamiento neto adicional de \$34,875,000, el cual es considerado por el Gobierno Federal como deuda pública y que podría utilizar para cubrir parte de su balance financiero negativo.

PEMEX cuenta con líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez hasta por un total de \$177,396,740 (US\$7,450,000 y \$37,000,000), líneas que, en caso de ser necesario, le permitirían hacer frente a sus obligaciones de pago.

PEMEX está trabajando en una estrategia que incluye una reducción en su gasto de inversión en exploración y producción así como en sus gastos de operación; ahorros por negociación de mejores condiciones en contratos nuevos y actuales, generación de ingresos provenientes su programa de coberturas de crudo y esquemas de financiamiento alternativo que no constituyen de deuda pública.

Adicionalmente, el Gobierno Federal concedió a través de un decreto presidencial de fecha 21 de abril de 2020, un beneficio fiscal para PEMEX equivalente a \$65,000,000 para el año 2020, aplicable directamente al pago de DUC hasta el monto señalado. Este beneficio es adicional a la reducción de la tasa del DUC de 65% a 58%.

PEMEX está alineando su portafolio de inversión con premisas económicas actuales, priorizando aquellas inversiones que incrementan de forma eficiente la producción al menor costo. Con ese fin, PEMEX reducirá su presupuesto de inversión en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos para 2020.

El 15 de julio de 2019, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el Plan de Negocios 2019-2023 el cual sienta las bases para modernizar a la empresa, mejorando su competitividad y garantizando su viabilidad financiera en el corto mediano y largo plazo.

El plan establece las medidas para enfrentar los principales problemas estructurales de la empresa: la elevada carga impositiva, su deuda; así como la baja inversión. Destacan, entre otras las siguientes acciones:

- Se continuará con la disciplina financiera y la reducción de los costos y gastos de la empresa, buscando la operación eficiente de nuestras plantas y el fortaleciendo nuestra política comercial de venta de productos.
- PEMEX prevé acelerar el desarrollo de reservas de petróleo crudo y gas e incrementar gradualmente la producción de petróleo crudo tanto en nuevos descubrimientos, enfocándose en reducir el tiempo entre el descubrimiento y la primera producción en aguas someras y campos terrestres y en campos en operación a través de mantenimientos mayores y mejorando métodos de recuperación secundaria. Adicionalmente, durante 2019, PEMEX logró revertir la disminución de la producción de petróleo crudo y comenzó un incremento gradual de la misma. Por otra parte, con el inicio de producción de la mayoría de los nuevos campos estará en condiciones de incrementar la producción una vez que se mejoren las condiciones de los mercados internacionales. Asimismo, se logró tener una tasa de restitución de reservas probadas de 120%. Durante 2019, PEMEX logró estabilizar su producción de petróleo crudo, mantener el volumen de crudo procesado en el Sistema Nacional de Refinación y reducir su costo de operación, mostrando inclusive en el mes de enero de 2020 una producción de 1,724 millones de barriles de petróleo crudo, cifra superior al promedio observado en todo el ejercicio 2019, lo cual genera certeza de que las estrategias seguidas en este aspecto incrementarán paulatinamente el nivel de ingresos de PEMEX.
- Asimismo, se establece el apoyo del Gobierno Federal a PEMEX en términos fiscales, mediante artículo transitorio al Decreto de fecha 9 de diciembre de 2019, modificando la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, para que en el ejercicio 2020 PEMEX se vea favorecido con una reducción de su carga fiscal por concepto del Derecho por Utilidad Compartida pasando de una tasa del 65% a una tasa del 58%, de tal forma que tenga recursos para invertir en nuevos proyectos que permitan elevar la producción de petróleo crudo.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El plan prevé asimismo un incremento a la capacidad de refinación y petroquímicos, la recuperación gradual del proceso de crudo a partir de los mayores montos de inversión que se destinan para la rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación a finales de 2020.
- Adicionalmente, contempla que la inversión pública se complemente con inversión privada, a través de contratos de servicios integrales en exploración y explotación (CSIEEs) basados en incentivos y con mejores términos y condiciones para PEMEX. Cabe señalar que los acuerdos de los farm-outs vigentes se mantendrán hasta su vencimiento.

PEMEX continúa monitoreando y actualizando su plan de negocios 2019-2023. Actualmente, PEMEX está estudiando el impacto que tendrán la caída del precio del crudo en marzo de 2020 así como los efectos que la pandemia del Covid-19 en el plan de negocios. Aunque estos eventos tengan impacto en los resultados de operación y actividades de inversión de PEMEX en 2020 (ver Nota 28), PEMEX está comprometido con las acciones antes mencionadas en su plan de negocios.

Por otro lado, PEMEX llevó a cabo programas de manejo de pasivos (plan de reestructura de deuda) durante 2019 y a principios de 2020, que han mejorado el perfil de deuda, de US\$8,700,000, a US\$6,300,000 y mejorado la liquidez de PEMEX para 2020.

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

PEMEX preparó sus estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, sobre la base contable de negocio en marcha. Existen condiciones que han generado incertidumbre material y dudas significativas para continuar operando normalmente, tales como las pérdidas netas recurrentes, así como el capital de trabajo y patrimonio negativos. Estos estados financieros no contienen los ajustes requeridos en caso de no haber sido preparados sobre la base de negocio en marcha.

G. PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA

El 1o. de julio de 2005, Petróleos Mexicanos 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 permitía a PEMEX tener el control sobre Pemex Finance Ltd., por sus derechos potenciales de voto.

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 2019 y 2018 ya no forma parte de la participación no controladora.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2019 y 2018, la participación no controladora en el patrimonio (déficit) presentó pérdidas de \$141,793 y ganancias de \$477,118, respectivamente.

23. COSTOS Y GASTOS POR NATURALEZA

Los costos y gastos por naturaleza, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 se integran como se muestra en la hoja siguiente.

	31 de diciembre		
	2019	2018	2017
Compra de productos	\$ 600,657,759	756,867,203	581,355,161
Depreciación de pozos, propiedades, planta y equipo, depreciación de derechos de uso y amortización de activos intangibles	145,159,657	153,382,040	156,704,513
Costo neto del periodo de beneficios a empleados	116,176,949	114,621,614	108,073,075
Servicios personales	101,252,318	104,284,007	94,470,130
Pozos no exitosos	76,279,192	15,443,086	6,164,624
Impuestos y derechos a la exploración y extracción	67,106,181	88,145,519	63,900,374
Conservación y mantenimiento	65,640,388	48,562,536	48,011,036
Materiales y refacciones	22,729,422	16,850,075	19,165,103
Servicios auxiliares pagados a terceros	19,492,638	23,675,019	21,924,327
Otros impuestos y derechos de la operación	12,764,473	12,248,474	9,900,726
Gastos de exploración	10,942,558	13,048,078	6,562,463
Otros costos y gastos de operación	12,711,674	16,672,534	1,755,170
Contratos integrales	9,947,983	8,015,606	15,378,544
Seguros y fianzas	5,821,020	5,647,101	4,948,610
Pérdidas por sustracción de combustible ⁽¹⁾	4,644,846	39,439,107	22,945,447
Fletes	3,197,421	3,525,843	10,317,132
Variación de inventarios	1,063,678	(62,237,591)	(25,542,431)
Total de costo de ventas, gastos de distribución y gastos de administración por naturaleza	\$ 1,275,588,157	1,358,190,251	1,146,034,004

⁽¹⁾ De acuerdo a la Resolución RES/179/2017, emitida por la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas por sustracción de combustible 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

24. OTROS INGRESOS Y OTROS GASTOS

Los otros ingresos y otros gastos, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 se integran como se muestra a continuación:

a. Otros ingresos

	2019	2018	2017
Ingresos por reaseguro	\$ 4,869,266	3,615,907	1,986,568
Otros ingresos por servicios	1,994,572	3,786,253	4,720,546
Recuperación siniestros	2,687,258	3,979,698	16,386,250
Otros ingresos	3,418,551	7,525,714	4,277,207
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.	1,503,437	630,365	825,956
Adhesión y mantenimiento de franquicias	389,730	1,125,339	917,934
Ingresos por venta de activo fijo	77,633	1,850,052	-
Derechos de participación ⁽¹⁾	-	14,165,042	-
Venta de activo fijo por licitación ⁽²⁾	-	3,301,653	-
Precio de venta de las acciones	-	1,262,987	3,139,103
Distribuciones efectivo Net Pipeline	-	274,621	-
Total de otros ingresos	\$ 14,940,447	41,517,631	32,253,564

b. Otros gastos

	2019	2018	2017
Costo de activos dados de baja	\$ (5,735,145)	(12,600,191)	(8,447,031)
Otros gastos	(1,280,841)	(5,348,666)	(7,927,150)
Siniestros	(173,414)	(474,299)	(3,640,036)
Transporte y distribución de gas natural	(22,291)	(41,964)	(6,652,878)
Costo de venta de acciones	-	-	(412,393)
Total de otros gastos	\$ (7,211,691)	(18,465,120)	(27,079,488)

⁽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.

25. 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2019, CFE adquirió los siguientes productos de Pemex Transformación Industrial:

Producto	2019
Combustóleo pesado	\$ (23,028,554)
Diésel Industrial	(7,248,091)
Fletes	(11,772)
GAS Natural	(1,135,644)
Combustóleo	(562,289)
Transporte de gas natural	(483,579)
Total	\$ (32,469,929)

Al 31 de diciembre de 2019, CFE tiene un adeudo con Pemex Industrial Transformación por la cantidad de \$870,147.

A. 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 2019, 2018 y 2017 ascendió aproximadamente a \$30,988, \$51,188 y \$50,749. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la Nota 19. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros independientes, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2019, 2018 y 2017, se efectuaron pagos por \$5,985, \$8,878 y \$7,525 a los consejeros independientes de PEMEX con motivo del ejercicio de su cargo.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

B. 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. Al 31 de diciembre del 2019 no había ningún saldo pendiente por este concepto. El monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a los principales funcionarios al 31 de diciembre de 2018, fue de \$2,069. Al 31 de marzo de 2020, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgados a dichos funcionarios era de \$453.

26. 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 2019 y 2018, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a \$35,718,401 y \$42,295,796, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, PEMEX tiene el derecho o la obligación de adquirir del proveedor la planta de nitrógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.

Los pagos futuros estimados por los ejercicios siguientes son como sigue:

Año	Pagos
2020	\$ 4,465,691
2021	4,767,534
2022	4,786,926
2023	4,804,471
2024	4,836,432
Más de 5 años	12,057,347
Total	\$ 35,718,401

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 2019 es como sigue:

Vencimientos	Pagos	
	2019	2018
Menos de 1 año	\$ 1,251,543	4,461,048
1 a 3 años	1,610,152	1,525,043
4 a 5 años	426,886	1,496,380
Más de 5 años	-	2,518,017
Total	\$ 3,288,581	10,000,488

- d. El valor estimado de los contratos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2019 y 2018 fue como sigue:

Vencimientos	Pagos	
	2019	2018
Menos de 1 año	\$ 104,584,602	105,856,669
1 a 3 años	325,674,623	192,105,937
4 a 5 años	43,984,437	15,811,930
Más de 5 años	147,488,082	65,810,305
Total	\$ 621,731,744	379,584,841

27. 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 2019 y 2018 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por \$8,075,031 y \$6,483,078, respectivamente. A continuación, se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales al 31 de diciembre de 2019:

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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, 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, incidente de acumulación de juicios, mismo que se determinó procedente. Por sentencia de 30 de abril del 2019, la Segunda Sección de la Sala Superior dictó, entre otros, que la parte actora no probó su pretensión y, en consecuencia, se reconoce la validez de la resolución impugnada en el juicio atraído (juicio 13620/15-17-06-4). Por acuerdo de 25 de junio del 2019, se admitió a trámite la demanda de amparo promovida por las empresas actoras, quedando radicada en el Tercer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Primer Circuito D.A. 397/2019. A la fecha de estos estados financieros, se está en espera de que sea listado para sesión.
- 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. En sesión celebrada el 20 de septiembre de 2018, la Segunda Sección de la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Administrativa resolvió, entre otros, que la actora no probó su acción y reconoce la validez de la resolución impugnada en el juicio 4334/11-11-02- 6. La actora promovió amparo directo por lo que se formularon alegatos. En sesión de fecha 17 de mayo de 2019, el Décimo Noveno Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Primer Circuito, en el juicio de amparo directo D.A. 731/2018, dictó sentencia solicitando a la Suprema Corte de Justicia de la Nación el ejercicio de la facultad de atracción. El Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación se abocó al conocimiento de la solicitud de ejercicio de la facultad de atracción SEFA350/2019. En sesión de fecha del 4 de septiembre de 2019 la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió no ejercer la facultad de atracción del asunto y ordenó su devolución al Tribunal Colegiado. En sesión celebrada el 12 de diciembre de 2019, se resolvió negar el amparo a la quejosa, se está en espera del engrose correspondiente.
- 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 por concepto de trabajos ejecutados, trabajos extraordinarios, suspensiones, pérdida de productividad, costos indirectos, gastos no recuperables, gastos financieros y costos 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. 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 se presentó la contestación al Memorial de Demanda. El 14 de febrero de 2019, SUBSEA 7 presentó Memorial de Réplica. El 5 de abril de 2019 venció la entrega del Memorial de Duplica. En junio de 2019, se llevó a cabo la audiencia y el 4 de octubre de 2019 se presentaron alegatos. A la fecha de estos estados financieros, se encuentra pendiente se dicte laudo final.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 16 de mayo de 2019 la Segunda Sección de la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Administrativa dictó sentencia en la que se determinó sobreseer el juicio con motivo de las causales de improcedencia formuladas por parte de Pemex Exploración y Producción. Por acuerdo del 1 de julio de 2019, el Décimo Primer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa admitió a trámite la demanda de amparo promovida por la actora, misma que se encuentra radicada bajo el número de expediente 399/2019. El 8 de agosto de 2019 se presentaron alegatos. A la fecha de estos estados financieros, una resolución final continua pendiente de emitirse.
- En marzo de 2018, Pemex Perforación y Servicios (ahora Pemex Exploración y Producción) fue notificada del inicio de Arbitraje (No: 01-18-0001-1499) presentada ante el Centro Internacional para la Resolución de Disputas (CIRD), 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 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. El 11 de febrero de 2019, los demandantes presentaron el Primer Memorial. El 29 de marzo de 2019, las demandadas presentaron el Memorial de contestación y reconvencción. El 29 de abril de 2019 las demandantes presentaron su Segundo Memorial (Memorial de Réplica). El 17 de junio de 2019, las demandadas presentaron su Memorial de Dúplica. Se celebró audiencia para el desahogo de pruebas en septiembre de 2019 en la Ciudad de México. Las partes entregaron versión consensuada de la estenografía el 9 de octubre de 2019 y el escrito de alegatos finales el 23 de octubre de 2019. Actualmente se encuentra concluida la instrucción del procedimiento arbitral y solo restaría que el Tribunal Arbitral emitiera el Laudo Final.
- El 6 de febrero de 2019, la Sala Regional del Golfo Norte del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa emplazó a Pemex Perforación y Servicios (ahora Pemex Exploración y Producción) 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. Mediante acuerdo de 8 de mayo de 2019 se tiene por contestada la demanda por parte de la parte demandada, por formuladas las causales de improcedencia y sobreseimiento y por ofrecidas y admitidas las pruebas señaladas. Por acuerdo de 24 de mayo de 2019, se tiene a la actora efectuando manifestaciones respecto a la contestación de demanda y objetando pruebas. Por acuerdo del 14 de junio de 2019, se tiene a la actora por precluido el derecho y, por tanto, por no ampliada la demanda. Mediante acuerdo de fecha 28 de junio 2019, se regulariza el procedimiento dejándose sin efectos el auto de 14 de junio de 2019, únicamente por lo que respecta al término concedido para formular alegatos, hasta en tanto se resuelva sobre la solicitud del ejercicio de la facultad de atracción. Por auto de fecha 1 de julio de 2019 la Sala Superior ordena ejercer la facultad de atracción. El 6 de agosto de 2019 se notifica el auto de 12 de julio de 2019 por el que se requiere a las partes para designar domicilio para oír y recibir notificaciones en la Ciudad de México, así como la designación de persona autorizada para recibirla. Mediante acuerdo de fecha 3 de septiembre de 2019 se concede término para formular alegatos. Mediante acuerdo de fecha 24 septiembre 2019, se tienen por formulados los alegatos de la parte actora. El 17 octubre 2019 se publica acuerdo por el que se declara cerrada la instrucción. El 22 de octubre de 2019 mediante oficio 18-1-1-36800/19 de 10 de octubre de 2019 se remitió al Presidente de la Primera Sección de la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa el original del expediente y anexos para la emisión de la resolución con motivo de la facultad de atracción. A la fecha de estos estados financieros, se encuentra pendiente que se dicte laudo final.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 18 de octubre de 2019 la Sala Regional Peninsular del Tribunal Federal de Justicia Administrativa en Mérida, Yucatán emplaza al juicio 91/19-16-01-9 a Pemex Exploración y Producción para dar contestación a la demanda presentada por PICO México Servicios Petroleros, S. de R.L. de C.V. derivado de la nulidad de la resolución de fecha 20 de noviembre del 2018 consistente en el finiquito del contrato 428814828; así como el cumplimiento de las obligaciones contractuales referentes a la procedencia del reconocimiento del derecho subjetivo y pago de Pemex Exploración y Producción por la cantidad de US\$137.3 por concepto de gastos no recuperables, gastos financieros, intereses legales, daños y perjuicios derivados de la suspensión y posterior terminación anticipada al contrato. Con fecha 12 de diciembre de 2019 se presentó la contestación de la demanda y se está en espera que la Sala dicte el acuerdo por el cual tenga a Pemex Exploración y Producción por contestada la demanda.
- Tech Man Group, S.A. de C.V. demandó, mediante Juicio Contencioso Administrativo (7804/18-17-09-8), a Pemex Transformación Industrial la cantidad de \$2,009,598 por el incumplimiento del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios y tiempo determinado número CO-OF-019-4008699-11, la declaración judicial de rescisión del contrato, el pago de daños y perjuicios, así como el pago de gastos financieros, el pago de penas convencionales; y el pago de intereses legales. El 25 de junio de 2019, se presentó ante el Tribunal Fiscal de Justicia Administrativa la contestación de demanda; promoviéndose recurso de reclamación contra la admisión de demanda, mismo que se tuvo por admitido y se ordenó vista a la actora para que se manifieste al respecto. Se encuentra transcurriendo el termino para contestar la ampliación de demanda. Los peritos en materia de contabilidad y administración de construcción de la autoridad demandada, comparecieron a revisar la información y documentación contable de la empresa actora, rindiendo el dictamen respectivo el 2 de octubre de 2019. Por acuerdo del 11 de diciembre de 2019, se otorgó término al perito tercero en materia de contabilidad para rendir su dictamen.

Los resultados de los procesos incluidos en estos estados financieros son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes. PEMEX registra pasivos contingentes cuando es probable que un pasivo ocurra y su importe puede ser razonablemente medido. Cuando una estimación razonable no puede hacerse, se incluye una revelación cualitativa en estas notas a los estados financieros. PEMEX no da a conocer el monto individual de la provisión de cada proceso porque dicha revelación podría afectar negativamente a la estrategia legal de PEMEX, así como el resultado del proceso correspondiente.

Petróleos Mexicanos tiene establecidas las políticas para el otorgamiento de mutuos, garantías, préstamos o cualquier tipo de créditos a favor de sus Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias, aprobadas por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión ordinaria celebrada el 23 de agosto de 2013. Conforme a estas políticas, la Dirección Corporativa de Finanzas emite un dictamen con el análisis de riesgo, valuación financiera, suficiencia presupuestal, tratamiento contable y conclusiones de la procedencia.

Asimismo, Pemex Logística ha otorgado las siguientes garantías:

- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia aguas profundas, campo TRION (Licitación CNH-A1-TRION/2016), por US\$4,000,000.
- Exploración y Extracción del área contractual 3 Cinturón Plegado Perdido (Licitación CNHR01- L04/2015), por US\$3,333,000.
- Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida de los campos Ek y Balam, por US\$5,000,000.
- Extracción de Hidrocarburos en área contractual Santuario y campo El Golpe 3, por US\$320,000.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, área Contractual 2 Tampico-Misantla, por US\$1,250,000.
- 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.
- 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Existe la contingencia de otras garantías y actividades desarrolladas por las demás Entidades Subsidiarias.

El total de garantías otorgadas a Pemex Exploración y Producción ascienden a US\$40,503,000, equivalentes a \$ 763,287,136 al cierre de diciembre de 2019.

PEMEX considera remoto el desembolso de efectivo, por las garantías otorgadas y vigentes al 31 de diciembre de 2019.

28. EVENTOS SUBSECUENTES

A. Baja en el precio internacional del petróleo

Con fecha 6 de marzo de 2020, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) liderada por Arabia Saudita, Rusia y otro grupo de socios petroleros, no lograron un acuerdo para reducir la producción y apoyar los precios del petróleo, lo que resultó en una baja significativa del precio del crudo de manera global.

Asimismo, con fecha 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declara pandemia por la extensión a varios países de contagios asociados al virus denominado COVID-19. Los gobiernos a lo ancho del mundo han instituido medidas para atender la pandemia, tales como el mantener a los ciudadanos en cuarentena, establecer distanciamiento social, restricción de viajes y declaraciones de emergencias de salud. Los efectos del COVID-19 han traído aparejada una contracción económica mundial y como resultado una baja en la demanda del petróleo y sus derivados.

El 12 de abril de 2020, la OPEP y otros países exportadores de petróleo que no pertenecen a la OPEP, incluidos, entre otros, México y Rusia, llegaron a un acuerdo para reducir el suministro mundial de petróleo crudo. De conformidad con este acuerdo, estos países, conocidos como OPEP +, acordaron reducir su producción total de petróleo crudo en 9.7 millones de barriles por día a partir del 1 de mayo de 2020 hasta el 30 de junio de 2020, en 7.7 millones de barriles por día a partir del 1 de julio de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2020 y en 5.8 millones de barriles por día del 1 de enero de 2021 hasta el 30 de abril de 2022. En particular, México acordó reducir su producción de petróleo crudo en 100,000 barriles por día durante un período de dos meses a partir del 1 de mayo de 2020.

Para el ejercicio 2020, PEMEX preparó su presupuesto de ingresos considerando un precio de referencia de US\$49.00 por barril de la mezcla mexicana de exportación. En este contexto, para proteger cualquier riesgo asociado a la baja de los precios internacionales, PEMEX contrató instrumentos de cobertura que, como estrategia global, protegen contra disminuciones en los precios de referencia en el rango de US\$ 49.00 y hasta US\$ 44.00 por barril.

Considerando las condiciones antes descritas, PEMEX podría tener un incremento de \$30,000,000 en su déficit presupuestal de 2020. Para enfrentar este posible déficit, se ejecutarían acciones encaminadas a recortar gastos de operación que no pongan en peligro la capacidad operativa de la empresa; la disminución de inversiones no estratégicas o con poca razonabilidad económica, privilegiando aquéllas que resulten más rentables; así como al desarrollo e implementación de mecanismos de financiamiento no constitutivos de deuda pública.

El 21 de abril de 2020, el Gobierno Federal concedió a través de un decreto presidencial, un beneficio fiscal para PEMEX equivalente a \$65,000,000 para el año 2020, consistente en un crédito fiscal aplicable al pago de DUC hasta el monto señalado.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

B. Disminución en la demanda de Petrolíferos

Con motivo de la pandemia antes señalada, el 24 de marzo de 2020 el Gobierno Federal, a través de la Secretaría de Salud dictó medidas para la protección en México contra la pandemia por Covid-19, entre las que destacan la no asistencia a centros de trabajo, espacios públicos y otros lugares que impliquen la concentración de personas, así como de actividades sociales que no resulten necesarias durante la contingencia. Esta disposición preventiva repercute en una menor demanda de ciertos bienes, servicios y combustibles. A la fecha de emisión de estos estados financieros, PEMEX no puede predecir los impactos económicos que tendrán estas medidas en las operaciones o posición financiera de la empresa.

Como resultado de la desaceleración económica y del consumo de petrolíferos (gasolinas, turbosinas y diésel), se estima una disminución de 20 % en sus ventas durante el periodo del 1 de enero al 31 de marzo de 2020 en comparación con el mismo período de 2019.

C. Depreciación de la moneda nacional respecto al dólar

Como consecuencia de los eventos económicos mundiales antes descritos, a partir del mes de marzo de 2020, el peso mexicano ha sufrido una depreciación importante respecto del dólar. Al 27 de abril de 2020 el tipo de cambio del peso respecto al dólar observa una cotización de \$24.6230 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2019 por \$18.8452, representa una depreciación del 30.7%.

Una parte significativa de la deuda de PEMEX está denominada en moneda extranjera. PEMEX estima que, a la fecha de este reporte la pérdida cambiaria ascienda a \$ 469,203,000, por el periodo del 1 de enero al 23 de abril de 2020, de la cual el 92% es no realizada y no representaría flujo de efectivo y el 8% es pérdida cambiaria realizada, ya que los perfiles de vencimiento de la deuda son en su mayoría de largo plazo. Esta pérdida cambiaria se vería compensada en \$75,000,000 como resultado de los instrumentos financieros derivados que cubren el perfil de moneda (diferentes al dólar).

D. Deterioro de activos fijos

PEMEX estima que estos factores podrían tener un efecto en el deterioro o en la reversa de sus activos durante y al cierre del ejercicio 2020, de acuerdo con el comportamiento que se tenga del mercado y de las distintas variables económico-financieras. Una disminución prolongada de los precios del petróleo crudo pueden provocar el deterioro de activos fijos; esta volatilidad del precio del petróleo crudo podría aumentar o disminuir el deterioro y/o su reversa, dependiendo de los cambios en las variables económicas y condiciones financieras.

E. Inventarios

La reducción en los precios de los hidrocarburos tiene un impacto de aproximadamente 35% en el valor de los inventarios al 31 de marzo de 2020, en comparación con su valor al cierre de diciembre de 2019.

F. Baja de calificación crediticia por parte de agencias calificadoras

El 26 de marzo de 2020 la agencia calificadora Standard & Poors bajó las calificaciones crediticias de Petróleos Mexicanos para emisiones de largo plazo en moneda extranjera y nacional de "BBB+ y A-" a "BBB y BBB+" respectivamente, manteniendo la perspectiva negativa de las calificaciones en escala global, tras una acción similar sobre las calificaciones soberanas del Gobierno Federal.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

De acuerdo con las escalas de calificación crediticia de S&P, las calificaciones BBB+ y BBB siguen siendo consideradas como grado de inversión; sin embargo, una disminución de la calificación a BB+, pasando antes por BBB-, colocaría los instrumentos de deuda de PEMEX en grado especulativo.

El 1 de abril de 2020 la agencia calificadora HR Ratings ratificó las calificaciones crediticias de Petróleos Mexicanos en la escala local HR AAA con perspectiva estable y bajó las calificaciones crediticias de Petróleos Mexicanos en la escala global a "HR BBB+(G)" con perspectiva negativa tras una acción similar sobre el Gobierno Federal.

El 3 de abril de 2020 la agencia calificadora Fitch bajó las calificaciones crediticias de Petróleos Mexicanos para emisiones de largo plazo en moneda extranjera y nacional de "BB+ y AA(mex) -" a "BB y A(mex)" respectivamente, manteniendo la perspectiva negativa de las calificaciones.

El 17 de abril de 2020, la calificadora Fitch bajó la calificación crediticia en escala internacional de Petróleos Mexicanos de "BB" a "BB-", como consecuencia de la disminución de la calificación soberana del Gobierno Federal. También revisó la perspectiva de la calificación a estable de negativa. Esta baja de la calificación de PEMEX refleja el vínculo directo con la calificación soberana de México según la metodología de Fitch.

El 17 de abril de 2020 la agencia calificadora Moody's bajó la calificación crediticia de Petróleos Mexicanos de "Baa3" a "Ba2", manteniendo la perspectiva negativa de la calificación, tras una acción similar sobre las calificaciones soberanas del Gobierno Federal.

Conforme a las escalas de calificación crediticia de Fitch y Moody's, las calificaciones BB-/Ba2 son consideradas sin grado de inversión, por lo que los instrumentos de deuda de PEMEX se encuentran en grado especulativo.

El 21 de abril de 2020, Moody's bajó las calificaciones senior quirografarias de las notas existentes de Petróleos Mexicanos, así como las calificaciones basadas en la garantía de PEMEX, a A2.mx/Ba2 de Aa3.mx/Baa3. Moody's también bajó la calificación de escala nacional de corto plazo a MX-2 desde MX-1 de Petróleos Mexicanos. Esta acción de calificación sigue a la acción de Moody's Investors Service (MIS) de retirar la calificación de emisor de Petróleos Mexicanos de Baa3 y asignar una calificación de familia corporativa de Ba2 a la compañía. La perspectiva de las calificaciones de Petróleos Mexicanos permanece negativa.

La rápida y creciente propagación del brote de coronavirus, el deterioro de las perspectivas económicas mundiales, la caída de los precios del petróleo y la disminución de los precios de los activos están creando una grave y amplia crisis crediticia en muchos sectores, regiones y mercados. Los efectos crediticios combinados de estos acontecimientos no tienen precedentes. El sector del petróleo y gas ha sido uno de los sectores más afectados, dada su sensibilidad a la demanda y a la confianza de los consumidores.

Estas disminuciones en las calificaciones de PEMEX podrían dificultar o encarecer el acceso de PEMEX a los mercados financieros.

G. Nuevos financiamientos

- El 21 de enero de 2020 Petróleos Mexicanos anunció el incremento de su Programa de Pagares a Mediano Plazo de US\$102,000,000 a US\$112,000,000.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El 21 de enero de 2020 Petróleos Mexicanos anunció una operación de colocación y refinanciamiento de su deuda. La operación se estructuró en tres partes:
 - Una nueva emisión en los mercados internacionales de capital por un monto de US\$5,000,000 en dos tramos bajo el Programa de Pagarés a Mediano Plazo Serie C a plazos de 11 y 40 años donde los recursos se utilizarán para el refinanciamiento de la deuda. El cierre se llevó a cabo el 28 de enero de la siguiente manera:
 - i. US\$ 2,500,000 con vencimiento en enero de 2031 y cupón de 5.95%
 - ii. US\$ 2,500,000 con vencimiento en enero de 2060 y cupón de 6.95%
 - Recompra de deuda por \$61,992 de los bonos con vencimiento en 2020.
 - Intercambio de deuda por las nuevas referencias a 11 y 40 años con el fin de suavizar el perfil de vencimientos sin aumentar el nivel de endeudamiento. Mediante el intercambio por los nuevos bonos de referencia, se consiguió intercambiar US\$ 1,252,303 de títulos con vencimiento entre 2021 y 2026 por US \$1,300,000 del nuevo bono a 11 años, y US \$1,374,426 de títulos con vencimiento entre 2044 y 2048 por US \$1,300,000 del nuevo bono a 40 años.

Al 1 de enero de 2020, el monto pendiente de pago de las líneas de crédito revolventes de PMI HHS era de US \$1,556,000. Entre el 1 de enero y el 17 de abril de 2020 PMI HHS obtuvo US\$7,294,000 y pagó US\$8,569,000. Al 17 de abril de 2020, el monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito es de US\$281,000.

H. Aportaciones del Gobierno Federal

El Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2020 considera una aportación patrimonial de \$46,256,000 que el Gobierno Federal realizará, por conducto de la Secretaría de Energía, a favor de Petróleos Mexicanos.

Entre el 1 de enero y el 27 de abril de 2020 se recibieron \$16,063,000 correspondientes a esta aportación.

El 2 de abril de 2020, Petróleos Mexicanos cobró el pagaré No. 4 con vencimiento el 31 de marzo de 2020 por \$4,983,670.

I. Cotizaciones al 27 de abril de 2020

Al 27 de abril de 2020, el tipo de cambio era de \$24.6230 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2019 por \$18.8452, refleja una depreciación del peso de 30.7%.

Al 27 de abril de 2020, el precio promedio del petróleo de exportación era de US \$ 6.55 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2019 por US\$ 57.68, refleja un decremento de 88.6%.

29. PRONUNCIAMIENTOS NORMATIVOS EMITIDOS RECIENTEMENTE

Una serie de nuevas normas son aplicables a los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2020 y su aplicación anticipada es permitida; sin embargo, las siguientes nuevas normas o sus modificaciones no han sido aplicadas anticipadamente por PEMEX en la preparación de los estados financieros consolidados. No se espera que las siguientes normas e interpretaciones modificadas tengan un impacto significativo sobre los estados financieros de PEMEX.

- Modificaciones a referencias del Marco Conceptual de las NIIF
- Modificaciones a la definición de negocio NIIF 3
- 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)

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

30. GARANTES SUBSIDIARIOS

La siguiente información consolidada presenta los estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y 2018; los estados consolidados condensados del resultado integral y de flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017 de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Logística, Pemex Perforación y Servicios (entidad fusionada, ver Nota 1) y las compañías que son Subsidiarias No Garantes (definidas más adelante).

Estos estados financieros consolidados condensados fueron preparados de acuerdo a las NIIF, con una excepción: para propósitos de presentación de la información de los Garantes Subsidiarios, las Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias han sido registradas como inversiones bajo el método de participación por Petróleos Mexicanos. Los principales ajustes de eliminación se refieren a la inversión de Petróleos Mexicanos en las subsidiarias y los saldos y operaciones intercompañías. Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios (entidad fusionada, ver Nota 1), Pemex Logística (los “Garantes Subsidiarios”); Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno (entidad fusionada, ver Nota 1) 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. 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 2019, 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 y Pemex Logística	1,750,000
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2038	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	491,175

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 y Pemex Logística	89,609
8.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	63,705
9.50% Bonos garantizados con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	219,217

En la siguiente tabla se muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2019, emitido y registrado por Petróleos Mexicanos, y garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios (hasta el 30 de junio de 2019, fecha en que se fusionó, ver Nota 1), Pemex Logística.

Tabla 2: Títulos de deuda emitidos y registrados por Petróleos Mexicanos

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US\$)
Notas a tasa flotante con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	563,702
9.50% Bonos globales con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	102,149
6.000% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	322,564

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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\$)
5.50% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,071,292
3.500% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y, Pemex Logística	1,360,645
4.875% Notas con vencimiento en 2024	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación y Pemex Logística	1,031,954
6.625% Notas con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	999,000
6.500% Bonos con vencimiento en 2041	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,560,521
4.875% Bonos con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	787,806
5.375% Notas con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	604,657
3.500% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística	437,022

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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\$)
5.50% Bonos con vencimiento en 2044	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Pemex Logística	972,970
6.375% Bonos con vencimiento en 2045	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Pemex Logística	1,560,461
5.625% Bonos con vencimiento en 2046	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Pemex Logística	1,698,214
4.500% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,497,918
4.250% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	790,153
6.375% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	364,288
6.875% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	2,970,334
4.625% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,012,142

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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\$)
6.750% Notas con vencimiento en 2047	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	5,997,558
5.350% Bonos con vencimiento en 2028	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	2,482,368
6.350% Bonos con vencimiento en 2048	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	3,326,497
6.500% Bonos con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística	1,982,163

Al 31 de diciembre de 2019, 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.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no- garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 28,234,857	4,826,057	27,560,717	-	60,621,631
Clientes y otras cuentas por cobrar, instrumentos financieros derivados y otros activos circulantes	21,264,604	119,380,143	56,613,797	-	197,258,544
Cuentas por cobrar-intercompañías	592,503,940	1,134,820,799	129,911,984	(1,857,236,723)	-
Inventarios	459,131	51,833,240	30,379,825	-	82,672,196
Total del activo circulante	642,462,532	1,310,860,239	244,466,323	(1,857,236,723)	340,552,371
Cuentas por cobrar a largo plazo intercompañías	1,692,840,909	-	1,615,441	(1,694,456,350)	-
Inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras	(980,054,315)	10,757,092	73,151,606	911,020,196	14,874,579
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	9,706,301	1,169,112,584	32,930,617	-	1,211,749,502
Documentos por cobrar a largo plazo	121,626,851	938,455	-	-	122,565,306
Derechos de uso	1,385,617	67,564,545	1,868,152	-	70,818,314
Impuestos diferidos	81,127,820	50,735,224	4,303,703	-	136,166,747
Activos intangibles	130,535	13,018,022	1,435,967	-	14,584,524
Otros activos	21,986	2,955,241	4,159,450	-	7,136,677
Total del activo	1,569,248,236	2,625,941,402	363,931,259	(2,640,672,877)	1,918,448,020
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	209,291,307	2,942,757	32,690,121	-	244,924,185
Cuentas por pagar-intercompañías	1,275,967,793	471,706,488	106,934,283	(1,854,608,564)	-
Otros pasivos circulantes	23,694,401	230,345,159	53,239,883	-	307,279,443
Total del pasivo circulante	1,508,953,501	704,994,404	192,864,287	(1,854,608,564)	552,203,628
Deuda a largo plazo	1,694,319,842	28,300,551	15,629,510	-	1,738,249,903
Cuentas por pagar a largo plazo- intercompañías	-	1,694,801,416	2,283,093	(1,697,084,509)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	363,041,463	1,247,581,410	14,579,978	-	1,625,202,851
Total del pasivo	3,566,314,806	3,675,677,781	225,356,868	(3,551,693,073)	3,915,656,382
Patrimonio (déficit), neto	(1,997,066,570)	(1,049,736,379)	138,574,391	911,020,196	(1,997,208,362)
Total del pasivo y patrimonio	\$ 1,569,248,236	2,625,941,402	363,931,259	(2,640,672,877)	1,918,448,020

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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
Cientes y otras cuentas por cobrar, instrumentos financieros derivados y otros activos circulantes	63,513,279	112,579,068	53,082,638	-	229,174,985
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
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	285	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

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no- garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	\$ -	1,623,118,346	712,266,064	(942,521,905)	1,392,862,505
Ingresos por servicios	59,915,165	131,935,732	9,683,190	(192,425,407)	9,108,680
Total de ingresos	59,915,165	1,755,054,078	721,949,254	(1,134,947,312)	1,401,971,185
(Deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	(93,471,764)	(3,610,450)	-	(97,082,214)
Costo de ventas	989,308	1,488,250,706	705,101,991	(1,071,408,581)	1,122,933,424
Rendimiento bruto	58,925,857	173,331,608	13,236,813	(63,538,731)	181,955,547
Otros ingresos (gastos), neto	139,412	3,048,907	4,616,272	(75,835)	7,728,756
Total de gastos generales	62,645,185	141,628,000	11,974,223	(63,592,675)	152,654,733
Rendimiento de operación	(3,579,916)	34,752,515	5,878,862	(21,891)	37,029,570
Costo financiero, neto	(66,593,657)	(57,364,522)	(2,953,372)	21,891	(126,889,660)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	3,912,176	82,143,830	874,382	-	86,930,388
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(292,585,923)	116,536	(4,297,609)	295,609,103	(1,157,893)
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(358,847,320)	59,648,359	(497,737)	295,609,103	(4,087,595)
Total de derechos, impuestos, y otros	(11,557,958)	352,239,317	3,142,129	-	343,823,488
(Pérdida) rendimiento neto del año	(347,289,362)	(292,590,958)	(3,639,866)	295,609,103	(347,911,083)
Total de otros resultados integrales del año	(55,495,859)	(253,482,329)	(375,252)	(2,669,406)	(312,022,846)
Resultado integral total del año	\$ (402,785,221)	(546,073,287)	(4,015,118)	292,939,697	(659,933,929)

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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
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
Costo financiero, neto	(64,226,376)	(46,203,154)	(475,599)	(523,384)	(111,428,513)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	(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 derechos, impuestos, y otros	(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

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	145,302,407	6,142,153	-	151,444,560
Costo de ventas	2,007,814	1,447,640,131	1,083,297,610	(1,528,740,675)	1,004,204,880
Rendimiento bruto	48,392,169	261,906,187	9,959,311	(78,877,388)	241,380,279
Otros ingresos (gastos), neto	(341,521)	(12,443,660)	(4,664,096)	22,623,353	5,174,076
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
Costo financiero, neto	(65,581,677)	(9,106,677)	(1,155,963)	(296,054)	(76,140,371)
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 otros	(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)

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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 2019

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	\$ (347,289,363)	(291,256,339)	(4,974,486)	295,609,104	(347,911,084)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Impuestos y derechos a la utilidad	(11,557,958)	352,291,238	3,090,209	-	343,823,489
Depreciación y amortización	1,183,741	134,134,135	1,869,134	-	137,187,010
Amortización de activos intangibles	373,961	86,342	83,069	-	543,372
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	93,471,765	3,610,449	-	97,082,214
Pozos no exitosos	-	71,604,308	-	-	71,604,308
Gastos de exploración	-	7,990,877	-	-	7,990,877
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	14,115	1,492,916	1,034,527	-	2,541,558
Amortización de derechos de uso	639,877	5,439,642	1,349,756	-	7,429,275
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	(258,816)	-	-	(258,816)
Efectos de negocios conjuntos, asociadas y otras	296,230,824	(538,281)	(1,473,955)	(293,060,695)	1,157,893
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	(74,439,514)	(2,867,091)	(938,369)	-	(78,244,974)
Intereses a cargo	118,543,971	12,446,222	1,871,147	-	132,861,340
Intereses a favor	(22,964,784)	(658,748)	(860,174)	-	(24,483,706)
Impuestos y derechos a la utilidad pagados y otros impuestos					
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar, instrumentos financieros y gastos acumulados por pagar	11,279,402	27,661,723	675,345	-	39,616,470
Impuestos	(10,682,007)	(356,254,147)	(5,737,259)	-	(372,673,413)
Beneficios a empleados	52,052,212	9,322,327	5,580,162	-	66,954,701
Cargos y deducciones intercompañía	(439,039,267)	176,676,691	5,349,241	257,013,335	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de operación	(425,654,790)	240,784,764	10,528,796	259,561,744	85,220,514
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(232,592)	(132,206,201)	5,564,862	-	(126,873,931)
Otros activos y otras cuentas por cobrar	14,743,694	933,269	(101,835)	-	15,575,128
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	401,422,502	-	-	(401,422,502)	-
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	415,933,604	(131,272,932)	5,463,027	(401,422,502)	(111,298,803)
Actividades de financiamiento:					
Incremento en Certificados de Aportaciones "A"	122,131,000	41,956,917	(41,956,917)	-	122,131,000
Pagarés e intereses recibidos del Gobierno Federal	38,704,883	-	-	-	38,704,883
Pagos de arrendamiento	(588,463)	(8,745,025)	(1,375,933)	-	(10,709,421)
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	824,049,426	46,297	343,739,223	-	1,167,834,946
Pagos de principal de préstamos	(851,077,341)	(4,826,936)	(329,138,006)	-	(1,185,042,283)
Intereses pagados	(120,450,950)	(6,104,160)	(1,390,093)	-	(127,945,203)
(Incremento) disminución de financiamiento – intercompañía	-	(143,484,166)	1,623,408	141,860,758	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	12,768,555	(121,157,073)	(28,498,318)	141,860,758	4,973,922
Efectos por cambios en el valor del efectivo	3,047,369	(11,645,241)	(12,506,495)	-	(21,104,367)
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	(186,411)	-	(186,411)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	25,187,488	16,471,298	40,253,623	-	81,912,409
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 28,234,857	4,826,057	27,560,717	-	60,621,631

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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					
Impuestos	51,460,407	(70,278,499)	26,118,293	-	7,300,201
Otros activos y otros pasivos	(8,881,300)	38,071,896	(157,861)	-	29,032,735
Beneficios a empleados	559,449	(12,071,857)	(3,244,955)	-	(14,757,363)
Cargos y deducciones intercompañía	10,519,603	44,858,697	(1,773,416)	-	53,604,884
	(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

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

31. 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):

	2019	2018	2017
Reservas probadas	\$ 2,306,255,209	2,505,307,260	2,363,336,481
Construcción en proceso	50,951,279	51,033,968	35,381,089
Depreciación y amortización acumulada	(1,675,843,298)	(1,572,649,381)	(1,444,962,317)
Costo neto capitalizado	\$ 681,363,190	983,691,846	953,755,253

b. Costos incurridos por actividades de exploración y desarrollo de propiedades de crudo y gas (no auditada):

	2018	2017
Exploración	\$ 31,222,023	36,208,481
Desarrollo	82,135,240	56,040,685
Total de costos incurridos	\$ 113,357,263	92,249,166

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 \$10,663,334 y \$15,510,327 para 2019 y 2018, respectivamente, que, de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológicos y geofísicos.

Los costos de desarrollo incluyen aquellos costos incurridos para tener acceso a las reservas probadas y proveer las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, acumulación y almacenamiento del crudo y gas.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

c. Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas (no auditados):

	2019	2018	2017
Ingresos por la venta de crudo y gas	\$ 762,102,939	910,433,244	762,637,362
Derechos sobre hidrocarburos	343,242,436	443,491,451	375,156,405
Costos de producción (excluyendo impuestos)	275,090,795	273,695,691	248,957,950
Otros costos y gastos	(6,910,320)	(10,109,114)	(3,954,222)
Gastos de exploración	90,258,519	30,953,413	14,993,433
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación	222,651,461	28,845,604	240,672,906
	942,332,890	766,877,047	875,826,472
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	\$ (162,229,951)	143,556,198	(113,189,111)

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):

	2019	2018	2017
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce) ⁽¹⁾	US\$ 43.52	50.89	38.63
Barril de crudo	57.13	62.99	48.71
Gas natural en miles de pies cúbicos	3.55	5.57	4.32

⁽¹⁾ Para convertir el gas seco en barriles de petróleo se utiliza el factor de 5.201 miles de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo.

e. Reservas de crudo y gas (no auditado)

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, todo el petróleo, así como todas las reservas de hidrocarburos localizadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. De acuerdo con 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2019 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 2019.

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", vigentes a la fecha 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 2019 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 2019 no se reportaron incrementos en las reservas probadas de hidrocarburos como resultado del uso de nuevas tecnologías.

Con el fin de garantizar la confiabilidad de sus esfuerzos en la estimación de reservas, PEMEX lleva a cabo la certificación interna de las reservas de México desde 1996. PEMEX ha establecido ciertos controles internos para la preparación de las estimaciones de sus reservas. Inicialmente, los equipos de geo-científicos de los activos de exploración y explotación (integrados por una serie de proyectos) preparan las estimaciones de reservas, usando distintos procesos para las evaluaciones, dependiendo si se trata de nuevos descubrimientos o de campos desarrollados. Posteriormente, las oficinas de reservas regionales recopilan dichas estimaciones y solicitan la revisión, certificación y registro de las evaluaciones de dichas reservas a la Gerencia de Certificación de Reservas de Hidrocarburos, 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 Certificación de Reservas de Hidrocarburos 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.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

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 2019, 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 96.5% de las reservas probadas de PEMEX. El 3.5% restante se refiere principalmente a reservas localizadas en ciertas áreas compartidas entre un tercero y Pemex Exploración y Producción, donde se acuerda que el tercero que corresponda es responsable de evaluar los volúmenes de reservas.

Netherland certificó las reservas en los activos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Cinco Presidentes y 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, Veracruz, Bellota-Jujo y 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.

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.

Las reservas probadas asignadas a PEMEX, desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos licuables recuperados de las plantas de proceso incrementaron cerca de 3.0% en 2019, pasando de 5,786.0 MMb al 31 de diciembre de 2018 a 5,960.6 MMb al 31 de diciembre de 2019. En 2019 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos recuperados de las plantas de proceso tuvieron una mínima variación al tener una diferencia cercana al 0.1 % es decir, pasaron de 3,588 MMb en 2018 a 3,585 MMb en 2019. En 2019 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos adicionales, fueron mayores, lo que compensa el nivel de producción, el cual fue de 687.6 MMb de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de PEMEX de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, tuvieron una disminución mínima de 0.3% en 2019, pasando de 6,370 MMMpc en 2018 a 6,351.7 MMMpc en 2019. Las reservas probadas desarrolladas de PEMEX de gas seco incrementaron en un 6.8% al pasar de 3,380 MMMpc en 2018 a 3,608.5 MMMpc en 2019. Este incremento fue principalmente debido a una mayor cantidad de reserva probada desarrollada de gas seco en campos de los activos de producción Poza Rica y Burgos. La cantidad de reservas probadas de gas seco adicionales en 2019 estuvo cercana a restituir en su totalidad la producción en 2019 la cual fue de 870.4 MMMpc de gas seco. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco de PEMEX disminuyeron en 8.3% en 2019, de 2,990 MMMpc en 2018 a 2,743.1 MMMpc en 2019.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Durante 2019, las actividades de exploración en aguas profundas, aguas someras y regiones terrestres incorporaron 115.6 MMbpc de reservas probadas, provenientes de tres campos de gas y condensado y la delimitación de dos campos, 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).

Resumen de reservas probadas de crudo y gas ⁽¹⁾ al 31 de diciembre 2019 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	3,585.0	3,608.5
Reservas probadas no desarrolladas	2,375.6	2,743.1
Total de reservas probadas	5,960.6	6,351.7

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⁾

	2019	2018	2017	2016
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas				
Al 1o. de enero	5,786	6,427	7,219	7,977
Revisiones ⁽²⁾	784	22	(95)	189
Delimitaciones y descubrimientos	78	140	147	(55)
Producción	(688)	(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	5,961	5,786	6,427	7,219
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	3,585	3,588	4,166	4,886
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,376	2,198	2,261	2,333

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

- (1) Las reservas de petróleo crudo y condensados incluyen la fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas de procesamiento de gas natural localizadas en los campos.
- (2) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y cambio en los precios de los hidrocarburos.

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Reservas de gas seco

	2019	2018	2017	2016
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas				
Al 1 de enero	6,370	6,593	6,984	8,610
Revisiones ⁽¹⁾	656	3	169	(183)
Delimitaciones y descubrimientos	196	809	468	(308)
Producción ⁽²⁾	(870)	(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	6,352	6,370	6,593	6,984
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	3,609	3,380	4,026	4,513
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,743	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 2019, obtuvimos 1,026.5 MMbpc de reservas probadas como agregado de descubrimientos, revisiones, delimitaciones y desarrollo que representa una TRR de 120.1%. La TRR de 2019 representa una gran mejora en comparación con el 2018 donde la TRR fue de 34.5%. Pemex Exploración y Producción espera continuar obteniendo buenos resultados en 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 8.4 años para las reservas probadas en petróleo crudo equivalente, al 31 de diciembre de 2019, siendo mayor en comparación con la RRP del 2018.

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

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- 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 2045. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.

Los flujos de efectivo futuros de la producción estimada se calculan aplicado los precios promedio del crudo y del gas al primer día de cada mes del año 2019. 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 2019 a los flujos de efectivos netos futuros antes de impuestos relativos a las reservas probadas de petróleo y gas.

Los pagos estimados de impuestos y derechos se calcularon con base en el régimen fiscal aplicable por decreto a Pemex Exploración y Producción, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, el cual entró en vigor a partir del 1 de enero de 2015 y el Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales publicado en el Diario Oficial de la Federación el 18 de abril de 2016.

La medida estándar proporcionada más abajo representa únicamente un valor de evaluación comparativo, no es una estimación de los flujos futuros de efectivo esperados o el valor justo de los derechos de producción de PEMEX. Existen innumerables incertidumbres en la estimación de las cantidades de reservas probadas y en la proyección de tasas futuras de producción y del tiempo de la erogación de gastos, incluyendo muchos factores más allá del control del productor. En consecuencia, las estimaciones de reservas pueden diferir materialmente de las cantidades de petróleo crudo y gas que finalmente sean recuperadas.

Medición estándar de los flujos futuros de efectivo netos al 31 de diciembre

	2019	2018	2017
	(en millones de dólares)		
Flujos de efectivo	330,286	321,065	269,489
Costos de producción futuros (sin impuestos a la utilidad)	(114,782)	(103,498)	(114,369)
Costos futuros de desarrollo	(37,540)	(22,224)	(26,229)
Flujos de efectivo futuros antes de impuestos	177,964	195,343	128,891
Producción futura y exceso en ganancias por impuestos	(134,175)	(156,691)	(129,377)
Flujos netos de efectivo	43,790	38,652	(487)
Efecto en el flujo neto descontado por 10%	(18,807)	(12,434)	(4,600)
Medición estándar de flujos futuros netos de efectivo descontados	24,983	26,218	4,113

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

**Petróleos Mexicanos,
Empresas Productivas Subsidiarias y 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

	2019	2018	2017
	(en millones de dólares)		
Ventas de petróleo y gas producido, neto de los costos de producción	(29,530)	(31,279)	(25,076)
Cambios netos en los precios y costos de producción	73,278	62,902	26,355
Extensiones y descubrimientos	1,658	4,323	3,639
Costos de desarrollos incurridos durante el año	4,281	2,984	2,699
Cambios en costos estimados de desarrollo	3,341	(2,146)	2,744
Revisiones de reserva y cambio de fecha	(19,615)	1,511	(1,353)
Incremento en las tasas de descuento antes de impuestos y flujos netos de efectivo	(9,305)	6,628	5,891
Cambio neto en la producción y exceso en las ganancias por impuesto	(25,343)	(22,817)	(15,628)
Cambio total en la medición estándar de flujos futuros de efectivo netos	(1,235)	22,105	(728)
Medición estandarizada:			
Al 1o. de enero	26,218	4,113	4,841
Al 31 de diciembre	24,983	26,218	4,113
Variación	(1,235)	22,105	(728)

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.

Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales^{1,2}

No.	Razón social	Nombre de la tenedora	% de participación	No. de acciones	País de origen
1	Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.	Pemex Exploración y Producción	40.00%	285,219	México
2	Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.01%	40,106,376,012	México
		Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	0.99%	400,000,010	
3	CH4 Energía, S.A. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	50.00%	2,358	México
4	Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.	Pemex Exploración y Producción	60.00%	25,333,847	México
5	Deer Park Refining Limited Partnership	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	49.995%	N/A	Estados Unidos
6	Dinámica Industrial Balsas, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999%	1,020,999	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001%	1	
7	Ductos El Peninsular, S.A.P.I. de C.V.	Pemex Logística	30.00%	18,231,210	México
8	Frontera Brownsville, LLC	P.M.I. Services North America, Inc.	50.00%	N/A	Estados Unidos
9	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.99999999%	7,715,344,125	México
		PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.00000001%	1	
10	Hijos de J. Barreras, S.A.	P.M.I. Holdings B.V.	51.00%	510	España
11	Holdings Holanda Services, B.V.	Petróleos Mexicanos	100%	38	Países Bajos

No.	Razón social	Nombre de la tenedora	% de participación	No. de acciones	País de origen
12	I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	99.982%	5,467	México
		Petróleos Mexicanos	0.018%	1	
13	KOT Insurance Company AG	Petróleos Mexicanos	100%	8,500	Suiza
14	Materias Primas, Inmuebles y Transportes de México, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999999%	873,775,333	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0000001%	1	
15	Mex Gas Internacional, S.L.	Pemex Transformación Industrial	100%	68,852,741	España
16	Mex Gas Supply, S.L.	Mex Gas Internacional, S.L.	100%	40,476,517	España
17	MGC México, S.A. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.9998%	319,513,382	México
		MGI Asistencia Integral, S. de R. L. de C.V.	0.0002%	500	
18	MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.9997%	1*	México
		MGC México, S.A. de C.V.	0.0003%	1*	
19	MGI Enterprises US LLC	Mex Gas Internacional, S.L.	100%	No aplica	Estados Unidos
20	MGI Midstream, S. de R.L. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	84.14%	1*	México
		Mex Gas Supply, S.L.	15.86%	1*	
21	Minera Rofomex, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99392%	8,226,960	México
		Roca Fosfórica Mexicana, S.A. de C.V.	0.00607%	499	
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00001%	1	
22	NET Mexico Pipeline Partners, LLC.	MGI Enterprises US, LLC	10.00%	1,000	Estados Unidos

No.	Razón social	Nombre de la tenedora	% de participación	No. de acciones	País de origen
23	P.M.I. Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V.	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	99.9999%	1,400,057	México
		P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	0.0001%	1	
24	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	98.33%	2,214,241	México
25	P.M.I. Holdings B.V.	Petróleos Mexicanos	100%	40	Países Bajos
26	P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	Petróleos Mexicanos	100%	4 5,518	España
27	P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V.	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	99.00%	1,108,362	México
		P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	1.00%	11,196	
28	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	Holdings Holanda Services, B.V.	71.70%	51,482,737	México
		P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	28.30%	20,324,351	
29	P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V.	Pemex Transformación Industrial	50.00%	2,500	México
		P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	50.00%	2,500	
30	P.M.I. Services North America, Inc.	P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	40.98%	100	Estados Unidos
		P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	59.02%	144	
31	P.M.I. Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V.	Pemex Logística	99.00%	990,667	México
		I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	1.00%	10,007	
32	P.M.I. Trading DAC	Petróleos Mexicanos	48.51%	4,900	Irlanda
		P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	51.49%	5,200	

No.	Razón social	Nombre de la tenedora	% de participación	No. de acciones	País de origen
33	P.M.I. Trading México, S.A. de C.V.	P.M.I. Trading DAC	99.00%	16,093,711	México
		P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	1.00%	162,462	
34	P.M.I. Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V.	P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	99.99998%	5,444,411	México
		P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	0.00002%	1	
35	Pasco Terminals, Inc.	Mex Gas Internacional, S.L.	1.00%	1,000	Estados Unidos
		MGI Enterprises US, LLC	99.00%	99,000	
36	Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	99.99999%	185,629,955	México
		I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	0.00001%	10	
37	Pemex Finance Limited	Petróleos Mexicanos	100%	1,000	Islas Caimán
38	Pemex Procurement International, Inc.	Petróleos Mexicanos	100%	8,860	Estados Unidos
39	PEP Marine DAC	Pemex Exploración y Producción	100%	230,275	Irlanda
40	PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.0171%	151,719,492	México
		MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.9829%	1,506,115	
41	PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.	PEP Marine DAC	51.01%	1*	México
		Pemex Exploración y Producción	48.99%	1*	
42	PMI Ducto de Juárez, S. de R.L. de C.V.	P.M.I. Services North America, Inc.	99.998%	1*	México
		P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	0.002%	1*	

No.	Razón social	Nombre de la tenedora	% de participación	No. de acciones	País de origen
43	PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V.	Mex Gas Internacional, S.L.	99.999997%	832,204,614	México
		MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.000003%	23	
44	PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.	PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V.	99.9998%	628,544	México
		Mex Gas Internacional, S.L.	0.0002%	1	
45	PMX Energy Partners, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	99.00%	99	México
		Pemex Logística	1.00%	1	
46	PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	Pemex Fertilizantes	99.99999998%	5,612,677,657	México
		Pemex Transformación Industrial	0.00000002%	1	
47	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	Pemex Fertilizantes	61.02%	8,788,688,887	México
		PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	38.98%	5,614,038,509	
48	PPQ Cadena Productiva, S.L.	Pemex Transformación Industrial	100%	29,825,468	España
49	Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.	PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.35%	97,673,156	México
		PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.65%	630,810	
50	Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	Sadcom del Centro, S.A. de C.V.	99.996%	650,025,000	México
		Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	0.004%	25,000	
51	PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	Pemex Transformación Industrial	99.999998%	45,661,821	México
		MGI Midstream, S. de R.L. de C.V.	0.000002%	1	
52	Roca Fosfórica Mexicana II, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999995%	2,166,359,649	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000005%	1	

No.	Razón social	Nombre de la tenedora	% de participación	No. de acciones	País de origen
53	Roca Fosfórica Mexicana, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999997%	3,183,232,979	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000003%	1	
54	Sadcom del Centro, S.A. de C.V.	Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.9999%	9,513,811	México
		Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.0001%	10	
55	Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	49.00%	142,094,762	México
56	Sierrita Gas Pipeline, LLC.	MGI Enterprises US, LLC	35.00%	350	Estados Unidos
57	TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	MGI Midstream, S. de R.L. de C.V.	5.00%	1**	México
58	Terrenos para Industrias, S.A.	Pemex Transformación Industrial	100%	2,632,641	México
59	Texas Frontera, LLC	P.M.I. Services North America, Inc.	50.00%	N/A	Estados Unidos
60	Unión de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes, S.A. de C.V.	Petróleos Mexicanos	5.00%	350	México

* Se refiere al número de partes sociales que integran el Capital Social de la empresa.

** Sobre el total indicado, el 4.2% de la tenencia accionaria de TAG Pipelines, S. de R. L. de C.V. se encuentran en garantía, depositada en fideicomiso con Deutsche Bank.

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
CAPEMEX	Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos
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
CNP	Costo Neto del Periodo
CPG	Complejo Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSIEE	Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Producción
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
GARICC	Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias
GLP	Gas licuado del petróleo
<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).
IEPS	Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
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
PFERT	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	West Texas Intermediate

Unidades de medida

UNIDAD DE MEDIDA	SIGNIFICADO
bpce	barriles de petróleo crudo equivalente
Btu	<i>British Thermal Unit</i>
ha	hectárea
km	kilómetro
m	metro
m ³	metro cúbico
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
Mpc	miles de pies cúbicos
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

Sitios y localidades

No	LOCALIDAD /SITIO	MUNICIPIO	ESTADO
1	Ensenada	Ensenada	Baja California
2	Mexicali	Mexicali	Baja California
3	Rosarito	Playas de Rosarito	Baja California
4	La Paz	La Paz	Baja California Sur
5	San Juan de la Costa	La Paz	Baja California Sur
6	Ciudad del Carmen	Carmen	Campeche
7	Cactus	Reforma	Chiapas
8	Camargo	Camargo	Chihuahua
9	Salamanca	Salamanca	Guanajuato
10	Atitalaquia	Atitalaquia	Hidalgo
11	Tula	Tula de Allende	Hidalgo
12	Cadereyta	Cadereyta Jiménez	Nuevo León
13	Salina Cruz	Salina Cruz	Oaxaca
14	San Martín Texmelucan	San Martín Texmelucan	Puebla
15	Ébano	Ébano	San Luis Potosí
16	Topolobampo	Ahome	Sinaloa
17	Mazatlán	Mazatlán	Sinaloa
18	Guamúchil	Salvador Alvarado	Sinaloa
19	Cd. Obregón	Cajeme	Sonora
20	Guaymas	Guaymas	Sonora
21	Hermosillo	Hermosillo	Sonora
22	Magdalena	Magdalena	Sonora
23	Navojoa	Navojoa	Sonora

No	LOCALIDAD /SITIO	MUNICIPIO	ESTADO
24	Nogales	Nogales	Sonora
25	Nuevo Pemex	Centro	Tabasco
26	Comalcalco	Comalcalco	Tabasco
27	Dos Bocas	Paraíso	Tabasco
28	Altamira	Altamira	Tamaulipas
29	Burgos	Burgos	Tamaulipas
30	Ciudad Madero	Ciudad Madero	Tamaulipas
31	Colonia Petrolera José Escandón	Reynosa	Tamaulipas
32	Reynosa	Reynosa	Tamaulipas
33	Cerro Azul	Cerro Azul	Veracruz
34	Cangrejera	Coatzacoalcos	Veracruz
35	Gavilán de Allende	Coatzacoalcos	Veracruz
36	Morelos	Coatzacoalcos	Veracruz
37	Pajaritos	Coatzacoalcos	Veracruz
38	Parque Ecológico Jaguaroundi	Coatzacoalcos	Veracruz
39	Cosoleacaque	Cosoleacaque	Veracruz
40	Matapionche	Cotaxtla	Veracruz
41	Parque Ecológico Tuzandépetl	Ixhuatlán del Sureste	Veracruz
42	Minatitlán	Minatitlán	Veracruz
43	Naranjos	Naranjos Amatlán	Veracruz
44	Poza Rica	Poza Rica	Veracruz
45	Túxpam de Rodríguez Cano	Tuxpan	Veracruz
46	Progreso	Progreso	Yucatán



**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. Apoyo Documental: **Dirección General de Proceso Legislativo,** José de Jesús Vargas, director. 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>