CÁMARA DE DIPUTADOS
LXIV LEGISLATURA

Gaceta Parlamentaria

Año XXII	Palacio Legislativo de San Lázaro, lunes 29 de abril de 2019	Número 5265-II

CONTENIDO

Comunicaciones

De la Secretaría de Gobernación, con la que remite el informe anual de Pemex correspondiente a 2018

(Segunda parte)

Anexo II

Lunes 29 de abril

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(3) Políticas contables significativas-

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

A continuación se describen las políticas contables significativas:

A. Bases de consolidación-

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

i. Subsidiarias

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

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

ii. Participaciones no controladoras

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

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

iii. Pérdida de control

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

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

iv. Inversiones contabilizadas bajo el método de participación

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

(Continúa)

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

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

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

La información de inversiones en asociadas y negocios conjuntos se presenta en la Nota 14.

v. Transacciones eliminadas en la consolidación

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

B. Moneda extranjera-

i. Transacciones en moneda extrajera

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

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

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

(Continúa)

ii. Operaciones en el extranjero

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

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

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

C. Instrumentos financieros-

i. Reconocimiento y medición inicial

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

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

ii. Clasificación y medición posterior

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

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

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

(Continúa)

ACTIVO FINANCIERO A: COSTO AMORTIZADO	**MEDICIÓN:** Un activo financiero deberá medirse al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCR: – 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 (Solo Pago de Principal e Intereses, o SPPI por sus siglas).
INVERSIÓN EN DEUDA	Una inversión en deuda deberá medirse al VRCORI si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCR: – 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	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.

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

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

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

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

- cómo se evalúa el rendimiento del portafolio y cómo este se informa a la Administración de PEMEX;

- los riesgos que afectan al rendimiento del modelo de negocio (y los activos financieros mantenidos en el modelo de negocio) y, en concreto, la forma en que se gestionan dichos riesgos;

- cómo se retribuye a los gestores del negocio (por ejemplo, si la compensación se basa en el valor razonable de los activos gestionados o sobre los flujos de efectivo contractuales obtenidos); y

- la frecuencia, el volumen y la oportunidad de las ventas en periodos anteriores, las razones de esas ventas y las expectativas sobre la actividad de ventas futuras.

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

Los activos financieros que son mantenidos para negociación y cuyo rendimiento es evaluado sobre una base de valor razonable son medidos al valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros: Evaluación de si los flujos de efectivo contractuales SPPI – Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

Para propósitos de esta evaluación, el monto del "principal" se define como el valor razonable del activo financiero en el momento del reconocimiento inicial. El "interés" se define como la contraprestación por el valor temporal del dinero en el tiempo y por el riesgo crediticio asociado con el importe principal pendiente, durante un período de tiempo concreto y por otros riesgos y costos básicos de los préstamos (por ejemplo, el riesgo de liquidez y los costos administrativos), así como un margen de utilidad.

Al evaluar si los flujos de efectivo contractuales son SPPI, PEMEX considera los términos contractuales del instrumento. Esto incluye evaluar si un activo financiero contiene una condición contractual que pudiera cambiar la oportunidad o importe de los flujos de efectivo contractuales de manera que no cumpliría esta condición.

Al hacer esta evaluación, PEMEX toma en cuenta:

- eventos contingentes que cambiarían el importe o la oportunidad de los flujos de efectivo;

- términos que podrían ajustar la tasa del cupón, incluyendo las características de tasa variable;

- características de pago anticipado y prórroga; y

- términos que limitan el derecho de PEMEX a los flujos de efectivo procedentes de activos específicos (por ejemplo, características de sin "sin recursos").

(Continúa)

Una característica de pago anticipado es consistente con el criterio de únicamente pago del principal e intereses si el importe del pago anticipado representa sustancialmente los importes no pagados del principal e intereses sobre el importe principal, que puede incluir compensaciones adicionales razonables para el término anticipado del contrato. Adicionalmente, en el caso de un activo financiero adquirido con un descuento o prima significativo de su importe nominal contractual, una característica que permite o requiere el pago anticipado de un importe que representa sustancialmente el importe nominal contractual más los intereses contractuales devengados (pero no pagados) (que también pueden incluir una compensación adicional razonable por término anticipado) se trata como consistente con este criterio si el valor razonable de la característica de pago anticipado es insignificante en el reconocimiento inicial.

Activos financieros: Medición posterior y ganancias y pérdidas – Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

Activos financieros al VRCR.	Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en resultados.
Activos financieros al costo amortizado.	Estos activos se miden posteriormente al costo amortizado usando el método del interés efectivo. El costo amortizado se reduce por las pérdidas por deterioro. El ingreso por intereses, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera y el deterioro se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.
Inversiones de deuda a VRCORI	Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. El ingreso por intereses calculado bajo el método de interés efectivo, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera y el deterioro se reconocen en resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en otro resultado integral. En el momento de la baja en cuentas, las ganancias y pérdidas acumuladas en otro resultado integral se reclasifican en resultados.
Inversiones de patrimonio a VRCORI	Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. Los dividendos se reconocen como ingresos en resultados a menos que el dividendo claramente represente una recuperación de parte del costo de la inversión. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en otro resultado integral y nunca se reclasifican en resultados.

Activos financieros – Política aplicable antes del 1 de enero de 2018

Los instrumentos financieros se clasificaban antes del 1 de enero de 2018 en: i) instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados, ii) instrumentos financieros mantenidos al vencimiento, iii) activos financieros disponibles para la venta, iv) inversiones en instrumentos de patrimonio, v) préstamos y partidas por cobrar y vi) Instrumentos Financieros Derivados (IFD). Según el caso, PEMEX determinaba la clasificación de los instrumentos financieros al momento de su reconocimiento inicial.

En la hoja siguiente, se mencionan las políticas aplicables antes del 1o. de enero de 2018 de los instrumentos financieros que operaba PEMEX en esa fecha.

(Continúa)

Instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados

Un instrumento financiero se reconoció a valor razonable con cambios en resultados si estaba clasificado como mantenido para negociación o era designado como tal en el reconocimiento inicial. Los activos financieros se designaron a valor razonable con cambios en resultados si PEMEX administraba tales inversiones y tomaba decisiones de compra y de venta sobre la base de su valor razonable de acuerdo con su análisis de administración de riesgos o su estrategia de inversión. Adicionalmente al reconocimiento inicial, los costos de transacciones atribuibles se reconocieron en resultados a medida que se incurrían. Estos instrumentos financieros se reconocieron a valor razonable y los cambios correspondientes, considerando cualquier ingreso por dividendo, fueron reconocidos en los estados consolidados del resultado integral.

Activos financieros disponibles para la venta

Los activos financieros disponibles para la venta antes del 1 de enero de 2018 eran instrumentos financieros no derivados que habían sido designados como disponibles para la venta y no fueron clasificados en ninguna de las categorías antes mencionadas. Las inversiones de PEMEX en algunos valores de renta variable se clasificaron como activos disponibles para la venta. Los activos disponibles para la venta se reconocieron inicialmente a valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible.

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

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

Préstamos y partidas por cobrar

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

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

Instrumentos financieros derivados

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

(Continúa)

Derivados implícitos

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

Pasivos financieros: Clasificación, medición posterior y ganancias y pérdidas

En el caso de los pasivos financieros, estos se reconocen inicialmente a su valor razonable, y posteriormente se miden a su costo amortizado. Los pasivos financieros provenientes de la contratación o emisión de instrumentos financieros de deuda se reconocen inicialmente al valor de la obligación que representan (a su valor razonable) y se remedirán subsecuentemente bajo el método de costo amortizado devengado a través de la tasa de interés efectiva, donde los gastos, primas y descuentos relacionados con la emisión, se amortizan a través de la tasa de interés efectiva. El ingreso por intereses y las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.

iii. Baja en cuentas

Activos financieros

PEMEX da de baja en cuentas un activo financiero cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales en una transacción en la que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo financiero, o en la cual PEMEX no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad y no retiene el control sobre los activos financieros.

Cuando PEMEX participa en transacciones en las que transfiere los activos reconocidos en su estado de situación financiera, pero retiene todos o sustancialmente todos los riesgos y ventajas de los activos financieros transferidos, en estos casos, los activos financieros transferidos no son dados de baja.
Pasivos financieros

PEMEX da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado. PEMEX también da de baja un pasivo financiero cuando se modifican sus condiciones y los flujos de efectivo del pasivo modificado son sustancialmente distintos. En este caso, se reconoce un nuevo pasivo financiero con base en las nuevas condiciones al valor razonable.

En el momento de la baja en cuentas de un pasivo financiero, la diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero extinto y la contraprestación pagada (incluyendo los activos distintos de efectivo transferidos o los pasivos asumidos) se reconoce en resultados.

(Continúa)

iv. Compensación

Un activo y un pasivo financiero serán objeto de compensación, de manera que se presente en el estado de situación financiera su importe neto, cuando y solo cuando PEMEX tenga, en el momento actual, el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y tenga la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

v. Instrumentos financieros derivados y contabilidad de coberturas

PEMEX mantiene instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera, tasa de interés y precio de commodities relacionados a sus productos. Los derivados implícitos son separados del contrato principal y registrados de forma separada si el contrato principal no es un activo financiero y se cumplen ciertos criterios.

Los derivados se miden inicialmente al valor razonable. Después del reconocimiento inicial, los instrumentos financieros derivados son medidos al valor razonable, y sus cambios generalmente se reconocen en resultados.

Sin embargo, dichos contratos no se contabilizan como coberturas designadas formalmente. Los instrumentos financieros derivados son reconocidos inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra un contrato de derivados y después del reconocimiento inicial se miden nuevamente a valor razonable. Cualquier ganancia o pérdida que surja de los cambios en el valor razonable de los derivados se reconoce directamente en el estado de resultados.

vi. Deterioro - Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

Instrumentos financieros y activos del contrato
PEMEX reconoce estimaciones de pérdidas crediticias esperadas ("PCE") por:

- los activos financieros medidos al costo amortizado;

- las inversiones en instrumentos de deuda medidas al valor razonable con cambios en otro resultado integral; y

- los activos de contratos

PEMEX mide las estimaciones de pérdidas por un importe igual a las PCE durante el tiempo de vida del activo, excepto por lo siguiente, que se mide como el importe de las PCE de doce meses:

- instrumentos de deuda que se determina que tienen un riesgo crediticio bajo a la fecha de presentación; y

- otros instrumentos de deuda y saldos bancarios para los que el riesgo crediticio (es decir, el riesgo de que ocurra incumplimiento durante la vida esperada del instrumento financiero) no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial.

Las estimaciones de pérdidas por cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato siempre se miden por un importe igual al de las PCE durante el tiempo de vida.

(Continúa)

Al determinar si el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial y al estimar las PCE, PEMEX considera la información razonable y sustentable que sea relevante y esté disponible sin costos o esfuerzo indebidos. Esta incluye información cuantitativa y cualitativa y análisis, basados en la experiencia histórica de PEMEX y una evaluación de crédito informada e incluyendo información prospectiva.

PEMEX asume que el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente si no se cumple con los términos establecidos en el contrato.

PEMEX considera que un activo financiero está en incumplimiento cuando es probable que el prestatario no cumpla con sus obligaciones contractuales por completo a PEMEX, sin un recurso por parte de PEMEX tal como acciones para la ejecución de la garantía (si existe alguna)

PEMEX considera que un instrumento financiero tiene un riesgo crediticio bajo cuando su calificación de riesgo crediticio es equivalente a la definición globalmente entendida de "grado de inversión". La clasificación de grado de inversión se da a partir de calificaciones crediticias mínimas de Baa3 (Moodys) 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 periodo inferior si el instrumento tiene una vida de menos de doce meses). El período máximo considerado al estimar las PCE es el período contractual máximo durante el que PEMEX está expuesto al riesgo de crédito.

Medición de las PCE

Las pérdidas crediticias esperadas son el promedio ponderado por la probabilidad de las pérdidas crediticias y se miden como el valor presente de las insuficiencias de efectivo (es decir, la diferencia entre el flujo de efectivo adeudado a PEMEX de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que espera recibir).

Las pérdidas crediticias esperadas son descontadas usando la tasa de interés efectiva del activo financiero.

Activos financieros con deterioro crediticio

A la fecha de los estados financieros, PEMEX evalúa si los activos financieros registrados al costo amortizado y los instrumentos de deuda al VRCORI tienen deterioro crediticio. Un activo financiero tiene 'deterioro crediticio' cuando han ocurrido uno o más sucesos que tienen un impacto perjudicial sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

La evidencia de que un activo financiero tiene deterioro crediticio incluye los siguientes datos observables:

- dificultades financieras significativas del emisor o del prestatario;

- una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora de más de 90 días;
- la reestructuración de un préstamo o adelantos por parte de PEMEX en términos que este no consideraría de otra manera;
- es probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- la desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras.

Presentación de la estimación para PCE en el estado de situación financiera.

Las estimaciones de pérdida para los activos financieros medidos al costo amortizado se deducen del importe en libros bruto de los activos.

En el caso de los instrumentos de deuda a VRCOI, la estimación de pérdida debe reconocerse antes de incorporar el cambio en su valor razonable, con cargo en resultados, reclasificándose en otros resultados integrales.

Castigos

El importe en libros bruto de un activo financiero se castiga cuando PEMEX no tiene expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o una porción de este. En el caso de los clientes individuales, la política de PEMEX es castigar el importe en libros bruto cuando el activo financiero tiene una mora con base en la experiencia histórica de recuperación de activos similares. En el caso de los clientes corporativos PEMEX hace una evaluación individual de la oportunidad y el alcance del castigo con base en si existe o no una expectativa razonable de recuperación. No obstante, los activos financieros que son castigados podrían estar sujetos a acciones legales a fin de cumplir con los procedimientos de PEMEX para la recuperación de los importes adeudados.

Deterioro - Política aplicable antes del 1 de enero de 2018

PEMEX evalúo en cada fecha de presentación de información si existían indicios de que un activo financiero o grupo de activos financieros se había deteriorado, en cuyo caso se procedió a determinar el importe recuperable del activo. Se consideró que un activo financiero o un grupo de activos financieros estaba deteriorado, si, y solo si, existía evidencia objetiva de deterioro, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial del activo y que el evento de pérdida tuviera un impacto en los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

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

- Deterioro de activos financieros a costo amortizado

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

Si, en periodos posteriores, el importe de la pérdida por deterioro disminuyó y la disminución pudo ser objetivamente relacionada con un evento posterior al reconocimiento del deterioro, la pérdida por deterioro previamente reconocida se revertió en el resultado del período.

- Deterioro de activos financieros clasificados como disponibles para la venta

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

Cuando existía evidencia objetiva de que el activo sufrió deterioro, la pérdida acumulada reconocida en otro resultado integral se reclasificó del patrimonio al resultado del ejercicio, aunque el activo no hubiera sido dado de baja.

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

D. Inventarios y costo de lo vendido-

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

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

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

E. Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo-

i. Reconocimiento y medición

Los elementos de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se registran al costo, que incluye los costos por préstamos capitalizados, menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro.

(Continúa)

El costo inicial de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo comprende el precio de compra o costo de construcción, cualquier costo directamente relacionado con la puesta en operación de un activo, y en su caso, la estimación inicial de la obligación de taponamiento y abandono de pozos.

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

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

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

Si partes significativas de un elemento de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo tienen una vida útil distinta, se contabilizan como elementos separados (componentes significativos) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

El valor capitalizado de los arrendamientos financieros se incluye dentro del rubro pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida procedente de la disposición de un elemento de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo se reconoce en resultados.

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

ii. Desembolsos posteriores

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

(Continúa)

iii. Depreciación

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

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

Las propiedades, planta y equipo mantenidos bajo contratos de arrendamiento financiero se deprecian durante el menor del plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada.

Las vidas útiles estimadas de elementos de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo para el período actual y comparativo se muestran en la Nota 15.

La vida útil de un componente se revisa y se reconoce de forma prospectiva si las expectativas difieren de las estimaciones previas.

F. Activos intangibles; gastos de exploración y licencias, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural-

Los activos intangibles, incluyen principalmente, gastos de exploración, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural, derechos de vía y licencias de software.

i. Activos intangibles

Los activos intangibles adquiridos por separado se miden en el momento del reconocimiento inicial a su costo de adquisición. Después del reconocimiento inicial, los activos intangibles se valúan a su costo de adquisición menos la amortización acumulada bajo el método de línea recta durante su vida útil estimada y las pérdidas por deterioro acumuladas.

Los derechos de vía y licencias de software se agotan con base en su periodo contractual o a la vida remanente del activo al cual se encuentran asociados, el menor.

Las vidas útiles estimadas de elementos de activos intangibles para el período actual y comparativo se muestran en la Nota 16.

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

ii. Gastos de exploración y licencias, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural.

Los gastos de exploración, evaluación y desarrollo de petróleo y gas natural se contabilizan utilizando los principios del método contable de los esfuerzos exitosos, como se describe en la hoja siguiente.

(Continúa)

Gastos de exploración y evaluación.

Los costos de exploración geológica y geofísica se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos.

Los costos asociados directamente con un pozo de exploración se capitalizan inicialmente como un activo intangible hasta que se complete la perforación del pozo y se evalúen los resultados. Estos costos incluyen la remuneración de los empleados, los materiales y el combustible utilizado, los costos de la plataforma y los pagos realizados a los contratistas.

Si no se encuentran cantidades potencialmente comerciales de hidrocarburos, los costos de los pozos de exploración se cancelan contra el resultado del ejercicio. Si se encuentran hidrocarburos y, sujeto a una actividad de evaluación adicional, es probable que sean capaces de desarrollo comercial, los costos continúan siendo llevados como un activo. Si se determina que el desarrollo no se producirá, los costos se cancelan contra el resultado del ejercicio.

Los costos asociados directamente con la actividad de evaluación realizada para determinar el tamaño, las características y el potencial comercial de una reserva después del descubrimiento inicial de hidrocarburos, incluidos los costos de los pozos de evaluación donde no se encontraron hidrocarburos, se capitalizan inicialmente como un intangible activo. Cuando se determinan las reservas probadas de petróleo y gas natural y el desarrollo es aprobado por la gerencia, los gastos relevantes se transfieren pozos, ductos, propiedades, planta y equipo.

Los pozos de exploración con antigüedad mayor a 12 meses son reconocidos como gasto, salvo cuando: i.- se encuentren en un área que requiera de inversiones de capital mayores antes de que la producción pueda iniciar, ii.- se hayan descubierto cantidades de reservas que resulten comercialmente productivas, y iii.- estén sujetos a futuras actividades de exploración o valuación, bien sea porque se esté llevando a cabo la perforación de pozos exploratorios adicionales o ésta planeado hacerse en el futuro cercano.

PEMEX hace evaluaciones periódicas de las cantidades incluidas en el activo fijo para determinar si la capitalización inicial es apropiada y si ésta debe continuar. Los pozos de exploración capitalizados con antigüedad mayor a 12 meses están sujetos a una evaluación adicional en cuanto a si los hechos y circunstancias han cambiado y, por lo tanto, si las condiciones descritas en el párrafo anterior han dejado de existir.

Gastos de desarrollo

Los gastos en la construcción, instalación y finalización de las instalaciones de infraestructura, como plataformas, tuberías y la perforación de pozos de desarrollo, incluidos los pozos de servicio y de desarrollo o delineación no exitosos, se capitalizan dentro de propiedades, planta y equipo y se deprecian al inicio de la producción como se describe en la política contable para propiedades, planta y equipo.

(Continúa)

G. Reserva de hidrocarburos-

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

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

H. Deterioro en el valor de los activos no financieros-

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

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

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

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

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

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

I. Arrendamientos-

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

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

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

J. Activos mantenidos para la venta-

Los activos no corrientes, o grupos de activos para su disposición compuestos de activos y pasivos, se clasifican como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios si es altamente probable que sean recuperados fundamentalmente a través de la venta y no del uso continuo.

Estos activos, o grupos mantenidos para su disposición, por lo general se miden al menor valor entre su importe en libros y su valor razonable menos los costos de venta. Cualquier pérdida por deterioro del valor de un grupo de activos mantenidos para su disposición se distribuye primero a la plusvalía y luego se prorratea a los activos y pasivos restantes, excepto que no se distribuye esta pérdida a los inventarios, activos financieros, activos por impuestos diferidos y activos por beneficios a los empleados, que continúan midiéndose de acuerdo con las otras políticas contables de PEMEX. Las pérdidas por deterioro del valor en la clasificación inicial como mantenido para la venta o mantenido para distribución a los propietarios y las ganancias y pérdidas posteriores surgidas de la remedición se reconocen en resultado.

(Continúa)

Cuando se han clasificado como mantenidos para la venta, los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo no siguen amortizándose o depreciándose, y las inversiones contabilizadas bajo el método de participación dejan de contabilizarse bajo este método.

K. Provisiones-

Las provisiones se determinan descontando los flujos de efectivo futuros esperados usando una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones correspondientes al valor temporal del dinero que el mercado cotice, así como el riesgo específico del pasivo correspondiente. La reversión del descuento se reconoce como costo financiero.

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

Pasivos ambientales

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

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

Retiro de activos

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

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

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

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

L. Beneficios a empleados-

i. Beneficios a empleados a corto plazo

Los beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidos como gasto cuando se presta el servicio relacionado. Se reconoce una obligación por el monto que se espera pagar si PEMEX posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio proporcionado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada razonablemente.

ii. Plan de contribución definida

Las obligaciones por aportaciones a planes de contribución definida se reconocen en resultados en la medida que los servicio 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 periodos anteriores, descontando ese importe y deduciendo el valor razonable de los activos del plan.

El cálculo de las obligaciones por los planes de beneficios definidos es efectuado anualmente por un actuario calificado usando el método de crédito unitario proyectado. Cuando el cálculo resulta en un posible activo para PEMEX, el activo reconocido se limita al valor presente de los beneficios económicos disponibles en la forma de reembolsos futuros del plan o reducciones en las futuras aportaciones al mismo. Para calcular el valor presente de los beneficios económicos, se debe considerar cualquier requerimiento de financiamiento mínimo.
Las nuevas mediciones del pasivo por beneficios netos definidos, que incluye las ganancias y pérdidas actuariales, el rendimiento de los activos del plan (excluidos los intereses) y el efecto del techo del activo (si existe, excluido el interés), se reconocen de inmediato en otros resultados integrales. PEMEX determina el gasto (ingreso) neto por intereses por el pasivo (activo) por beneficios definidos neto del período aplicando la tasa de descuento usada para medir la obligación por beneficios definidos al comienzo del período anual al pasivo (activo) por beneficios definidos netos, considerando cualquier cambio en el pasivo (activo) por beneficios definidos netos durante el período como resultado de aportaciones y pagos de beneficios. El gasto neto por intereses y otros gastos relacionados con los planes de beneficios definidos se reconocen en resultados.

Cuando se produce una modificación o reducción en los beneficios de un plan, la modificación resultante en el beneficio que se relaciona con el servicio pasado o la ganancia o pérdida por la reducción se reconoce de inmediato en resultados. PEMEX reconoce ganancias y pérdidas en la liquidación de un plan de beneficios definidos cuando esta ocurre.

(Continúa)

iv. Otros beneficios a los empleados a largo plazo

La obligación neta de PEMEX en relación con beneficios a los empleados a largo plazo es el importe del beneficio futuro que los empleados han ganado a cambio de sus servicios en el período actual y en períodos anteriores. El beneficio es descontado para determinar su valor presente. Las nuevas mediciones se reconocen en resultados en el período en que surgen.

v. Beneficios por terminación

Los beneficios por terminación son reconocidos en resultados cuando PEMEX no puede retirar la oferta relacionada con los beneficios y cuando PEMEX reconoce los costos de reestructuración. Si no se espera liquidar los beneficios en su totalidad dentro de los 12 meses de la fecha de presentación, estos se descuentan.

M. Impuesto a la utilidad, derechos y regalías-

El gasto por impuesto a la utilidad incluye el impuesto corriente y el diferido. Se reconoce en resultados excepto en la medida en que se relacione con una combinación de negocios, o partidas reconocidas directamente en patrimonio u otros resultados integrales.

Los intereses y multas relacionados con los impuestos a las ganancias, incluyendo los tratamientos fiscales inciertos, se contabilizan bajo la Norma NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes.

i. Impuesto corriente

El impuesto corriente incluye el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre el ingreso o la pérdida gravable del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar relacionado con años anteriores. El importe del impuesto corriente por pagar o por cobrar corresponde a la mejor estimación del importe fiscal que se espera pagar o recibir y que refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos a las ganancias, si existe alguna. Se mide usando tasas impositivas que se hayan aprobado, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado a la fecha de presentación. El impuesto corriente también incluye cualquier impuesto surgido de dividendos.

Los activos y pasivos por el impuesto causado a la utilidad se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

ii. Impuesto diferido

Los impuestos diferidos son reconocidos por las diferencias temporales existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos fiscales. Los impuestos diferidos no son reconocidos para:

- las diferencias temporales del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transaccion que no es una combinación de negocios, y que no afectó ni a la ganancia o pérdida contable o gravable;

- las diferencias temporales relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y en negocios conjuntos en la medida que PEMEX pueda controlar el momento de la reversión de las diferencias temporales y probablemente no serán revertidas en el futuro; y

(Continúa)

– las diferencias temporales gravables que surgen del reconocimiento inicial de la plusvalía.

Se reconocen activos por impuestos diferidos por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales y las diferencias temporales deducibles, en la medida en que sea probable que existan ganancias fiscales futuras disponibles contra las que pueden ser utilizadas. Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en los planes de negocio de PEMEX y la reversión de las diferencias temporales. Si el importe de las diferencias temporales gravables es insuficiente para reconocer un activo por impuestos diferidos, entonces se consideran las ganancias fiscales futuras ajustadas por las reversiones de las diferencias temporales gravables, con base en los planes de negocio de PEMEX. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y se reducen en la medida que deja de ser probable que se realice el beneficio fiscal correspondiente; esas reducciones se reversan cuando la probabilidad de ganancias fiscales futuras mejora.

Al final de cada período sobre el que se informa, una entidad evaluará nuevamente los activos por impuestos diferidos no reconocidos y registrará un activo de esta naturaleza, anteriormente no reconocido, siempre que sea probable que las futuras ganancias fiscales permitan la recuperación de activo por impuestos diferidos.

El impuesto diferido debe determinarse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación a las diferencias temporales en el periodo en el que se reviertan usando tasas fiscales aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha de presentación.

La medición de los impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que PEMEX espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

iii. Otros impuestos, derechos, regalías y contraprestaciones

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

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

Las regalías y contraprestaciones son pagaderas en los contratos de licencia a los que se hace referencia en la Nota 15: las cuales, con base en lo antes mencionado, se reconocen como pasivos y afectando los renglones de costos y gastos relativos a las operaciones que les dieron origen.

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

N. Contingencias-

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

O. Valor razonable-

El 'valor razonable' es el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición en el mercado principal o, en su ausencia, en un mercado más ventajoso al que PEMEX tiene acceso a esa fecha. El valor razonable de un pasivo refleja su riesgo de incumplimiento.

Algunas de las políticas y revelaciones contables de PEMEX requieren la medición de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros (ver Nota 8).

Cuando está disponible, PEMEX mide el valor razonable de un instrumento usando el precio cotizado en un mercado activo para ese instrumento. Un mercado se considera activo si las transacciones de los activos o pasivos tienen lugar con frecuencia y volumen suficiente para proporcionar información de precios sobre una base continua.

Si no existe un precio cotizado en un mercado activo, PEMEX usa técnicas de valoración que maximizan el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizan el uso de datos de entrada no observables. La técnica de valoración escogida incorpora todos los factores que los participantes del mercado considerarían al fijar el precio de una transacción.

Si un activo o un pasivo medido a valor razonable tiene un precio comprador y un precio vendedor, PEMEX mide los activos y las posiciones de largo plazo a un precio comprador y los pasivos y posiciones cortas a un precio vendedor.

Normalmente la mejor evidencia del valor razonable de un instrumento financiero en el reconocimiento inicial es el precio de transacción, es decir, el valor razonable de la contraprestación entregada o recibida. Si PEMEX determina que el valor razonable en el reconocimiento inicial difiere del precio de transacción y el valor razonable no tiene un precio cotizado en un mercado activo para un activo o pasivo idéntico ni se basa en una técnica de valoración para la que se considera que los datos de entrada no observables son insignificantes en relación con la medición, el instrumento financiero se mide inicialmente al valor razonable, ajustado para diferir la diferencia entre el valor razonable en el reconocimiento inicial y el precio de la transacción. Posteriormente, esa diferencia se reconoce en resultados usando una base adecuada durante la vida del instrumento, pero nunca después del momento en que la valoración esté totalmente respaldada por datos de mercado observables o la transacción haya concluido.

(Continúa)

P. Ingresos de contratos con clientes-

PEMEX adoptó la NIIF 15 a partir del 1o. de enero de 2018. La información sobre las políticas contables y el efecto de la aplicación inicial de la NIIF 15 se describe en la Nota 4 a).

Q. Segmentos operativos-

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

R. Presentación del estado consolidado del resultado integral-

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

i. Resultado de operación

El resultado de operación es el resultado generado por las actividades continuas principales que producen ingresos a PEMEX, así como también por otros ingresos y gastos relacionados con las actividades operacionales.

El resultado de operación excluye los ingresos y costos financieros, la participación en el resultado de inversiones contabilizadas bajo el método de la participación y los impuestos a las utilidades.

- Ingresos

Representa los ingresos por la venta de productos y servicios.

- Costo de ventas

El costo de ventas incluye principalmente, compras, costos de producción (depreciación, amortización, gastos asociados al personal y gastos relacionados con el proceso productivo), impuestos y derechos a la producción, deterioro, gastos de exploración, pérdidas no operativas, entre otros.

- Otros ingresos (gastos) de operación, neto

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

- Gastos de distribución, transportación y venta

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

(Continúa)

- Gastos de administración

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

- Ingreso financiero y costo financiero y ganancia o pérdida neta por activos financieros derivados al valor razonable con cambios en resultados

Ingreso financiero

Los ingresos financieros incluyen: ingreso por intereses, ingresos financieros y otros ingresos de operaciones financieras entre PEMEX y terceros.

Costo Financiero

Los costos financieros se componen de gastos por intereses, comisiones y otros gastos relacionados con las operaciones de financiamiento de PEMEX menos cualquier porción del costo de financiamiento que se capitaliza.

Al calcular los ingresos y gastos por intereses, la tasa de interés efectiva se aplica al importe en libros bruto del activo (cuando el activo no tiene deterioro crediticio) o al costo amortizado del pasivo. Sin embargo, los ingresos por intereses de los activos financieros con deterioro crediticio después del reconocimiento inicial, se calculan aplicando la tasa de interés efectiva al costo amortizado del activo financiero. Si el activo deja de estar deteriorado, el cálculo de los ingresos por intereses vuelve a la base bruta.

Pérdidas y ganancias por instrumentos financieros derivados

Incluye el resultado de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados.

(4) Cambios contables y reclasificaciones-

A. Cambios contables

Pemex adoptó a partir del 1 de enero de 2018 la NIIF 15 Ingresos Procedentes de Contratos de Clientes ("NIIF 15") y la NIIF 9 Instrumentos Financieros ("NIIF 9").

a) NIIF 15

La NIIF 15 establece un marco conceptual completo para determinar cuándo y en qué monto deben reconocerse los ingresos procedentes de contratos con clientes. Esta Norma reemplaza las guías de reconocimiento de ingresos existentes, incluyendo las Normas NIC 18 Ingresos de Actividades Ordinarias, NIC 11 Contratos de Construcción, CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes y CINIIF 15 Acuerdos para la construcción de inmuebles.

PEMEX adoptó a partir del 1 de enero de 2018 la NIIF 15 usando el método acumulado efectivo. Bajo este método, la información comparativa no ha sido reestablecida y continúa bajo NIC 18, NIC 11 e interpretaciones relativas. Al 1 de enero de 2018, no se identificaron contratos no completados significativos, por lo que no hubo impacto material en los estados financieros consolidados por la adopción inicial de esta norma.

(Continúa)

Conforme a la NIIF 15, Los ingresos se miden en función de la contraprestación especificada en un contrato con un cliente y se excluyen importes cobrados en nombre de terceros. PEMEX reconoce ingresos cuando se transfiere el control del producto o servicio al cliente.

En el caso de los períodos comparativos, los ingresos se midieron al valor razonable de la contraprestación recibida o por cobrar. Los ingresos por la venta de bienes se reconocieron cuando los riesgos y beneficios significativos de la propiedad se transfirieron al cliente, la recuperación de la contraprestación fue probable, los costos asociados y la posible devolución de bienes se pudieron estimar confiablemente. Los ingresos por prestación de servicios se reconocieron en proporción a la etapa de finalización del trabajo realizado en la fecha de presentación.

Los detalles de los principales impactos generados por la adopción de la NIIF 15 se describen a continuación:

a. Naturaleza de los ingresos de productos y servicios

A continuación, se menciona una descripción de la naturaleza y principales fuentes de los ingresos de PEMEX, ver Nota 6 Segmentos de negocios.

i. Ventas de petróleo crudo

Naturaleza, obligaciones de desempeño y reconocimiento de ingresos

Las ventas de petróleo crudo se realizan al mercado extranjero con base en los plazos de entrega establecidos en los contratos o pedidos. Todas las ventas se realizan mediante el término comercial internacional Free on Board (Incoterm "FOB"). Por lo tanto, los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control del petróleo crudo se ha transferido al cliente, lo que ocurre cuando el producto se entrega en el punto de envío. Las facturas se generan en ese momento y en su mayoría son pagaderas en los plazos establecidos en los contratos o pedidos.

Determinación y asignación del precio de transacción

El precio del producto se determina con base en una fórmula de componentes del mercado y con respecto al crudo vendido y de acuerdo con las disposiciones de la Gerencia de Estrategias de Negociación de Hidrocarburos.

Para las ventas de petróleo crudo del mercado internacional, los ingresos se reconocen con un precio provisional, que se somete a ajustes posteriores hasta que el producto haya llegado al puerto de destino. En algunos casos, puede haber un período de hasta 2 meses para determinar el precio de venta final, cuando se trata de ventas al mercado europeo, Medio Oriente y Asia.

Los contratos de venta de petróleo crudo consideran las posibles reclamaciones de los clientes debido a la calidad del producto, el volumen o las demoras en el embarque, que se estiman en el precio de la transacción.

Por lo tanto, debido a la implementación de la NIIF 15, los principales impactos en el reconocimiento de ingresos con respecto al año anterior son los siguientes:

NIIF 15	NIC 18
Para pedidos que tienen variaciones en el precio, los ingresos se ajustan en la fecha de cierre de cada periodo. Las variaciones posteriores en el valor razonable se reconocen conforme a la IFRS 9.	Para los pedidos que tienen variaciones en el precio, los ingresos se ajustaron a la llegada del producto a su destino final y se define el precio final.
Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables tales como reclamos de calidad y volumen, retrasos en el embarque, etc.	Se reconoció una disminución en los ingresos cuando se conocían los reclamos de calidad y volumen u otras compensaciones variables.

ii. Venta de productos petrolíferos

Naturaleza, obligaciones de desempeño y calendario de reconocimiento de ingresos

Los productos refinados y sus derivados se venden dentro del mercado nacional. La Comisión Federal de Electricidad ("CFE") compra una porción significativa de la producción de combustible líquido, mientras que Aeropuertos y Servicios Auxiliares ("ASA") adquieren la mayor parte del combustible para aviones. Los productos refinados más importantes son gasolina y diésel.

Los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control se transfiere al cliente, lo que ocurre ya sea en el punto de envío o cuando se entrega en las instalaciones del cliente. Por lo tanto, las tarifas de transporte pueden incluirse en el precio de venta del producto y se consideran parte de una única obligación de desempeño dado que el transporte se realiza antes de que se transfiera el control.

Determinación y asignación del precio de transacción

El precio se determina con base en el precio en el punto de entrega, agregando el precio de los servicios prestados (flete, manejo de combustible de aviación, etc.) con las disposiciones y términos establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Existen sanciones por fallas en la entrega y / u obligaciones de pago, así como por reclamaciones de calidad y volumen, que se conocen días después de la transacción.

Por lo tanto, debido a la implementación de la NIIF 15, los principales impactos en el reconocimiento de ingresos con respecto al año anterior son los siguientes:

NIIF 15	NIC 18
Para todos los productos derivados del petróleo, solo existe una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.	Los servicios de transporte y manejo se reconocieron como un ingreso por servicio separado, sobre la base de los precios establecidos en las órdenes de servicio. Los ingresos del servicio también reconocían hasta el punto de entrega.
Los ingresos se miden inicialmente estimando las compensaciones variables tales como reclamos de calidad y volumen, etc.	Se reconoció una disminución en los ingresos en el momento en que se conocían las reclamaciones de calidad y volumen u otras compensaciones variables.

iii. Ventas de gas natural

La venta de gas natural, gas licuado de petróleo, nafta, butano, etano y algunos otros productos petroquímicos como derivados de metano, derivados del etano, aromáticos y derivados se llevan a cabo principalmente en el mercado nacional.

Los ingresos se reconocen en un punto en el tiempo cuando el control se transfiere al cliente, lo que ocurre cuando se entrega en las instalaciones del cliente. Por lo tanto, las tarifas de transporte pueden incluirse en el precio de venta del producto, y se consideran parte de una única obligación de desempeño dado que el transporte se realiza antes de que se transfiera el control.

Determinación y asignación del precio de transacción

El precio de la transacción se establece en el momento de la venta, incluida la estimación de consideraciones variables tales como capacidad, sanciones, ventas extraordinarias no incluidas en los contratos, ajustes por reclamos de calidad o volumen e incentivos para la compra de productos; que se conocen días después de la transacción.

Por lo tanto, debido a la implementación de la NIIF 15, los principales impactos en el reconocimiento de ingresos con respecto al año anterior son los siguientes:

NIIF 15	NIC 18
Solo hay una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.	El suministro de gas natural, el transporte y la capacidad de combustible se consideraron obligaciones de desempeño. Las ventas de gas natural se registraron como venta de productos, mientras que el monto cobrado a los clientes por el transporte y la capacidad de combustible se reconoció como otro ingreso en el punto de entrega.
Los ingresos se miden inicialmente estimando la compensación variable como reclamaciones de calidad y volumen, etc.	Se reconoció una disminución en los ingresos en el momento en que se conocían las reclamaciones de calidad y volumen u otras compensaciones variables

iv. Servicios de perforación

PEMEX presta servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos. Los servicios se prestan conforme a las órdenes de pedido las cuales incluyen el precio de la transacción determinado a la fecha de la venta. Existen cláusulas de ajustes por reclamaciones de calidad o volumen o incentivos por la compra de productos, los cuales se conocen días después de la transacción.

Por lo anterior y derivado de la implementación de la NIIF 15, a continuación, se muestran los principales impactos en el reconocimiento del ingreso respecto al año anterior:

NIIF 15	NIC 18
Si el cliente se puede beneficiar de los diferentes servicios dentro de una misma orden de servicio de forma separada, cada servicio se considerará como una obligación de desempeño. -Si el cliente no se puede beneficiar por separado y se considere el servicio como un todo, se considerará la orden de servicio como una sola obligación de desempeño.	Se reconocía el ingreso cuando todos los servicios dentro de la misma orden de servicio han sido completados, por lo que se considera toda la orden de servicio como una obligación de desempeño.
Se estima el precio de la transacción considerado los precios establecidos en las ordenes de servicio a la fecha de la venta y se estiman compensaciones variables como penalidades por incumplimiento en entrega, reclamaciones de calidad.	Se reconocía un ingreso por la venta de servicios y posteriormente se reconocía una disminución del ingreso en el momento que se conocían las reclamaciones por calidad o entrega.
Cuando hay una obligación de desempeño no se distribuye el precio, pero en el caso de que se considere que existe más de una obligación de desempeño, se asignará el precio de la transacción conforme al precio por servicio establecido en la orden de servicio.	El precio se determina conforme la orden de servicio como obligación de desempeño.
Se reconoce el ingreso a través del tiempo en cuando se preste el servicio.	Se reconocía el ingreso de forma mensual en línea recta, se hubiera o no concluido el servicio.

v. Servicios de logística

PEMEX presta servicios de transporte de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, mediante estrategias de transporte por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de almacenamiento y capacidad para su guarda y manejo. Los precios se encuentran establecidos en los contratos, los cuales también incluyen penalidades.

Por lo anterior y derivado de la implementación de la NIIF 15, en la hoja siguiente, se muestran los principales impactos en el reconocimiento del ingreso respecto al año anterior.

(Continúa)

NIIF 15	NIC 18
En el caso del contrato con CENAGAS, los servicios de operación y mantenimiento por un periodo de un año se consideran una obligación de desempeño, cualquier mantenimiento adicional se considerará una obligación de desempeño separada. -En el resto de los contratos con terceros, en los casos donde dentro de una misma orden de servicio se tengan servicios de transportación y almacenamiento, pueden existir más de una obligación de desempeño, dependiendo del término del servicio.	Todos los servicios se reconocían como una sola obligación de desempeño.
Se estima el precio final considerado: -En el caso con CENAGAS, se considera el precio de la transacción con base en los precios establecidos en el contrato y en las ordenes de servicio de cada mantenimiento adicional. -Para el resto de los contratos, se considera el precio de la transacción con base en los precios establecidos en las ordenes de servicio. -En todos los casos, se estiman compensaciones variables como penalidades por incumplimiento en entrega, reclamaciones de calidad y volumen, etc.	Se registraba la venta del servicio al precio de la fecha de venta sin importar el contrato y se reconocía una disminución del ingreso en el momento que se conocían las reclamaciones por calidad y volumen.
Cuando hay una obligación de desempeño no se distribuye el precio, pero en el caso de que se considere que existe más de una obligación de desempeño, se asignará el precio de la transacción conforme al precio por servicio establecido en la orden de servicio.	El precio se determina conforme la orden de servicio como obligación de desempeño.
Se reconoce el ingreso a través del tiempo en cuando se preste el servicio.	Se reconoce el ingreso de forma mensual en línea recta, se haya o no concluido el servicio.

(Continúa)

vi. Otros productos:

Etileno percibe ingresos procedentes de las ventas de productos de metano, etano y propileno, así como fertilizantes y sus derivados. La mayoría de las ventas se realizan dentro del mercado nacional. La venta y entrega del producto se realizan al mismo tiempo y debido a que son FOB, el trasporte para poner el producto en el destino es anterior a la entrega del producto, por consiguiente, se incluye dentro de la venta del producto. El precio de la transacción es el establecido al momento de la venta junto con la estimación de las contraprestaciones variables, es decir, capacidad, penalizaciones o nominaciones por encima de la base firme, también existen cláusulas de ajustes por reclamaciones de calidad o volumen o incentivos por la compra de productos, los cuales se conocen días después de la transacción. En el caso de los fertilizantes y sus derivados, existen 3 tipos de precios, el precio de lista, precio de cliente minorista (descuento con respecto al precio de lista) y el precio de cliente mayorista (descuento con respecto al cliente minorista).
Por lo anterior y derivado de la implementación de la NIIF 15, a continuación, se muestran los principales impactos en el reconocimiento del ingreso respecto al año anterior:

NIIF 15	NIC 18
Existe solo una obligación de desempeño que incluye el transporte para la entrega a destino.	Se reconocía un ingreso por la venta de los productos y otro por el trasporte.
Se estima el precio del producto en la fecha de la venta y considerado compensaciones variables como reclamaciones por calidad y volumen, etc.	Se registra la venta con el precio al momento de la venta y entrega del producto y posteriormente se reconoce una disminución del ingreso en el momento que se conocían las reclamaciones por calidad y volumen.
Solo hay una obligación de desempeño por lo que el precio no se distribuye.	La venta de producto, fletes y otros servicios, tenían sus propios precios.

b) NIIF 9

En julio de 2014, el IASB finalizó la reforma de la contabilidad de instrumentos financieros y emitió la NIIF 9 Instrumentos Financieros (NIIF 9), que contiene los requisitos para, a) la clasificación y medición de activos y pasivos financieros, b) metodología de deterioro, y c) generalidades sobre la contabilidad de coberturas. La NIIF 9 reemplazará la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición (NIC 39) a partir de su fecha de vigencia.

PEMEX ha adoptado la Norma NIIF 9 emitida en julio de 2014 con fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2018. Los requerimientos de la Norma NIIF 9 representan un cambio significativo respecto de la Norma NIC 39.

A continuación se resumen la naturaleza y efectos de los cambios significativos en las políticas contables de PEMEX por la adopción de la Norma NIIF 9.

Como resultado de la adopción de la Norma NIIF 9, PEMEX adoptó modificaciones consecuentes con la Norma NIC 1 Presentación de Estados Financieros que requieren que el deterioro del valor de los activos financieros se presente en una partida separada en el estado consolidado del resultado integral. Anteriormente, el enfoque de PEMEX era incluir el deterioro de los deudores comerciales en otros gastos.

(Continua)

i. Clasificación de activos financieros y pasivos financieros

La Norma NIIF 9 incluye tres categorías de clasificación principales para los activos financieros: medidos al costo amortizado, VRCORI y VRCR. La clasificación de los activos financieros bajo la Norma NIIF 9 por lo general se basa en el modelo de negocios en el que un activo financiero es gestionado y en sus características de flujo de efectivo contractual. La norma elimina las categorías existentes de la Norma NIC 39 de mantenidos hasta el vencimiento, préstamos y partidas por cobrar y disponibles para la venta. Bajo la Norma NIIF 9, los derivados implícitos en contratos en los que el principal es un activo financiero dentro del alcance de la norma nunca se separan. En cambio, se evalúa la clasificación del instrumento financiero híbrido tomado como un todo.

Por lo que respecta a los pasivos financieros, los criterios actuales de clasificación y medición bajo la Norma NIC 39 se han trasladado a la Norma NIIF 9, incluyendo el criterio para usar la opción de valor razonable. El único cambio que contempla la Norma NIIF 9 en relación con los pasivos financieros está relacionado con los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados. Los cambios en el valor razonable de tales pasivos financieros atribuibles a los cambios en el propio riesgo de crédito de la entidad se presentarán en otros resultados integrales en lugar de en los resultados del período. La adopción de la Norma NIIF 9 no ha tenido un efecto significativo sobre las políticas contables de PEMEX para los pasivos financieros.

ii. Deterioro del valor de activos financieros

La Norma NIIF 9 reemplaza el modelo de "pérdida incurrida" de la Norma NIC 39 por un modelo de "pérdida crediticia esperada" (PCE). El nuevo modelo de deterioro aplica a los activos financieros medidos al costo amortizado, los activos del contrato y las inversiones de deuda al VRCORI, pero no a las inversiones en instrumentos de patrimonio. Bajo la Norma NIIF 9, las pérdidas crediticias se reconocen de forma anticipada lo cual no ocurría bajo la Norma NIC 39.

iii. Contabilidad de coberturas

PEMEX como parte de la adopción inicial seleccionó como política contable, seguir aplicando los requerimientos de la contabilidad de coberturas de la Norma NIC 39, en lugar de los incluidos en la Norma NIIF 9. No obstante, PEMEX utiliza instrumentos financieros derivados, para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera, tasa de interés y precio de commodities relacionados a sus productos. Pero dichos contratos no se contabilizan como instrumentos designados de coberturas. Los instrumentos financieros derivados son reconocidos inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra un contrato de derivados y después del reconocimiento inicial se miden nuevamente a valor razonable. Los derivados se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como pasivo financiero cuando el valor razonable es negativo. Cualquier ganancia o pérdida que surja de los cambios en el valor razonable de los derivados se reconoce directamente en el estado de resultados. Esta política aplica a la información comparativa presentada en 2018 y 2017.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

iv. Transición

PEMEX ha definido como la fecha de adopción inicial de la Norma NIIF 9 el 1 de enero de 2018, en la fecha de la aplicación inicial y según la disposición transitoria conforme a esta Noma, PEMEX no re-emitirá los períodos anteriores con fines comparativos y cualquier diferencia que pudiera surgir como resultado de la adopción de la Norma NIIF 9 entre el valor en libros anteriores y el valor en libros al comienzo del período anual sobre el que se informa, se reconocerá en resultados acumulados sobre el periodo inicial de apertura.

Clasificación y Medición

La siguiente tabla explica las categorías de medición según la NIC 39 y las nuevas categorías de medición según la NIIF 9 para cada clase de activos financieros de PEMEX al 1 de enero de 2018:

Activos financieros	Clasificación NIC 39	Clasificación NIIF 9		Valor en libros NIC 39	Valor en libros NIIF 9
Efectivo y equivalente de efectivo	Préstamos y partidas por cobrar	VRCR	$	97,851,754	97,851,754
Cuentas por cobrar a corto plazo – neto	Préstamos y partidas por cobrar	Costo Amortizado		170,645,234	*170,670,191
Instrumentos de patrimonio	Activos financieros disponibles para la venta	VRCORI		1,056,918	1,056,918
Instrumentos financieros derivados	VRCR	VRCR		30,113,454	30,113,454
Cuentas por cobrar a largo plazo – neto	Préstamos y partidas por cobrar	Costo Amortizado		148,492,909	*148,492,909
Total activos financieros			**$**	**448,160,269**	**448,185,226**

* Las cuentas por cobrar a corto plazo que estaban clasificadas como préstamos y partidas por cobrar bajo la norma NIC 39 ahora se clasifican al costo amortizado. Se reconoció un aumento de $24,957 en la provisión para deterioro por estas partidas por cobrar en resultados acumulados al 1 de enero de 2018 cuando se realizó la transición a la Norma NIIF 9.

Deterioro

PEMEX ha concluido que los activos financieros más afectados por la estimación de deterioro bajo el modelo de pérdidas crediticias esperadas son las cuentas por cobrar, por otro lado, en relación con los pagarés a largo plazo emitidos por el Gobierno Federal de los cuales PEMEX es tenedor, se realiza la evaluación de deterioro utilizando el método general de cálculo de deterioro contemplado en la NIIF 9.

PEMEX considera que es probable que las pérdidas por deterioro aumenten y puedan presentar más volatilidad para los instrumentos bajo la nueva metodología de pérdidas crediticias esperadas de la NIIF 9. También considera que la mayoría de sus cuentas por cobrar son de corto plazo sin un componente financiero significativo y, en virtud de ello, se aplica el enfoque simplificado habilitado por la NIIF 9 para dichos instrumentos.

(Continúa)

PEMEX considera que la aplicación de los requerimientos por deterioro de la NIIF 9 al 31 de diciembre de 2017 no tuvo un impacto significativo en las reservas al 1 de enero de 2018. El ajuste al 1 de enero de 2018 de las reservas de activos financieros en la comparación con las pérdidas por deterioro incurridas según la NIC 39 fue de aproximadamente $24,957.

c) Interpretación CINIIF 22 Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas ("CINIIF 22")

En diciembre de 2016, el IASB publico la interpretación CINIIF 22 desarrollada por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), para aclarar la contabilidad de transacciones que incluyen el cobro o pago anticipado de una contraprestación en moneda extranjera ya que se observó cierta diversidad de prácticas para el registro de este tipo de transacciones.

La interpretación aplica a transacciones en moneda extranjera (o parte de ellas) cuando:

I. existe una contraprestación que se denomina o cuyo precio se fija en moneda extranjera;

II. la entidad reconoce un activo por un pago anticipado o un pasivo por ingresos diferidos con respecto a esa contraprestación, antes del reconocimiento del activo, gasto o ingreso relacionado (o de la parte de ellos que corresponda); y

III. el activo por pagos anticipados o pasivo por ingresos diferidos son no monetarios.

El CINIIF concluyó que:

- La fecha de la transacción, a efectos de determinar el tipo de cambio, es la fecha del reconocimiento inicial del activo por pagos anticipados no monetarios o del pasivo no monetario por ingresos diferidos.

- Si hay varios pagos o cobros por adelantado, se establece una fecha de transacción para cada pago o cobro por estos activos o pasivos no monetarios.

La CINIIF 22 es efectiva para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018.

La adopción de esta interpretación no originó impactos en los estados financieros consolidados.

B. Reclasificaciones

Con la finalidad de unificar la presentación actual del Estado de Situación Financiera, se realizaron las siguientes reclasificaciones al 31 de diciembre de 2017:

Rubro		2017 Cifra reportada anteriormente	Reclasificación	Cifra reclasificada
Cuentas por cobrar, neto[i]	$	170,645,234	(2,522,206)	168,123,028
Documentos por cobrar[i]		-	2,522,206	2,522,206
Activos intangibles[ii]		9,088,563	5,590,077	14,678,640
Otros activos[ii]		11,485,177	(5,590,077)	5,895,100

(Continúa)

(ii) Para el ejercicio 2017 el rubro de cuentas por cobrar, neto integraba los Documentos por cobrar al Gobierno Federal de corto plazo. A partir del ejercicio 2018 los Documentos por cobrar al Gobierno Federal se presentan como un rubro por separado.

(v) Para el ejercicio 2017 los activos intangibles se presentaban como parte del rubro de otros activos, a partir de 2018 se presentan como un rubro por separado.

(5) Entidades subsidiarias y compañías subsidiarias-

Al 31 de diciembre de 2018 and 2017, las Entidades Subsidiarias que se consolidaron son Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística, Pemex Cogeneración y Servicios (hasta el 13 de julio de 2018, fecha en que se emitió la declaratoria de liquidación, ver Nota 1), Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las Compañías Subsidiarias que se consolidaron son las siguientes:

- PEP Marine, DAC. (PEP DAC) (i)(xi)
- P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO) (i)
- P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV) (i)(vi)
- P.M.I. Trading, DAC. (PMI Trading) (i)(xii)
- PEMEX Internacional España, S. A. (PMI SES) (i)(iv)
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S. L. (HPE) (i)
- P.M.I. Services North America, Inc. (PMI SUS) (i)
- P.M.I. Holdings North America, Inc. (PMI HNA) (i)(v)
- P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. (PMI NASA) (i)
- P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V. (PMI CIM) (i) (ii)
- PMI Field Management Resources, S. L. (FMR) (i)(vii)
- PMI Campos Maduros SANMA, S. de R. L. de C. V. (SANMA)
- Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. (AGRO)
- PMI Azufre Industrial, S. A. de C. V. (PMI AZIND) (ix)
- PMI Infraestructura de Desarrollo, S. A. de C. V. (PMI ID) (i)
- PMI Cinturón Transoceánico Gas Natural, S. A. de C. V. (PMI CT) (i)
- PMI Transoceánico Gas LP, S. A. de C. V. (PMI TG) (i)
- PMI Servicios Portuarios Transoceánicos, S. A. de C. V. (PMI SP) (i)
- PMI Midstream del Centro, S. A. de C. V. (PMI MC) (i)
- PEMEX Procurement International, Inc. (PPI)
- Hijos de J. Barreras, S. A. (HJ BARRERAS) (iii)
- PEMEX Finance, Ltd. (FIN) (x)
- Mex Gas Internacional, S. L. (MGAS)
- Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S. A. de C. V. (PDII)
- Kot Insurance Company, AG. (KOT)
- PPQ Cadena Productiva, S.L. (PPQCP)
- III Servicios, S. A. de C. V. (III Servicios)
- PMI Ducto de Juárez, S. de R.L. de C.V. (PMI DJ) (i)
- PMX Cogeneración Internacional, S.L. (MG COG) (viii)
- PMX Cogeneración S.A.P.I. de C.V. (PMX COG) (viii)
- PMX Fertilizantes Holding, S.A de C.V. (PMX FH)
- PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V. (PMX FP)
- Grupo Fertinal (GP FER)

(Continúa)

- Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. (COMESA) (ii)
- P.M.I Trading Mexico, S.A. de C.V. (TRDMX) (iii)
- Holdings Holanda Services, B.V. (HHS) (vi)

(i) Compañías Subsidiarias PMI.
(ii) Compañía con participación no controladora.
(iii) A partir de enero de 2017, esta compañía es incorporada a la consolidación.
(iv) A partir de febrero de 2017, esta compañía se fusionó con HPE.
(v) A partir de junio de 2017, esta compañía se fusionó con SUS.
(vi) Derivado de la escisión de HBV en octubre de 2017, se crea la compañía HHS y es incorporada a la consolidación.
(vii) Esta compañía fue liquidada en 2017.
(viii) A partir del mes de diciembre de 2017, estas compañías son consolidadas por MGAS, debido a la adquisición de sus acciones.
(ix) A partir del mes de agosto 2018, esta compañía es consolidada por MGAS, debido a la adquisición de sus acciones.
(xi) 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.
(x) A partir del mes de agosto de 2018, se modificó la razón social de P.M.I. Marine, DAC. a PEP Marine, DAC
(xii) A partir del mes de agosto de 2018, se modificó la razón social de P.M.I. Trading, Ltd. a P.M.I. Trading DAC.

(6) Segmentos de operación-

El negocio principal de PEMEX es la exploración, producción de petróleo crudo y gas natural, así como la producción, proceso y distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. PEMEX definió, a partir de la incorporación de las nuevas Entidades Subsidiarias mencionadas en la nota 1, nueve segmentos sujetos a informar: Exploración y Producción, Transformación Industrial, Cogeneración y Servicios (hasta el 27 de julio de 2018, ver nota 1), Perforación y Servicios, Logística, Etileno, Fertilizantes, Comercializadoras (definidas más adelante), Corporativo y Compañías Subsidiarias. Debido a su estructura, existen cantidades importantes de ventas entre los segmentos sujetos a informar, las cuales están basadas en precios de mercado.

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

- Exploración y Producción percibe ingresos de las ventas nacionales de petróleo crudo y gas natural y ventas de exportación de petróleo crudo, a través de algunas de las compañías Comercializadoras. Las ventas de exportación se realizan a través de PMI CIM alrededor de 30 clientes principales en varios mercados en el extranjero. Aproximadamente la mitad del crudo de PEMEX se vende a Transformación Industrial.

- Transformación Industrial percibe ingresos derivados de las ventas de productos de petróleo refinado y sus derivados, la mayoría de las cuales se destinan a terceros y tienen lugar dentro del mercado nacional. Este mercado también suministra a la CFE una porción significativa de su producción de 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 13 julio de 2018. (ver nota 1).

- Perforación y Servicios percibe ingresos por servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.

- Logística percibe ingresos por el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, mediante estrategias de transporte por ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.

- Etileno percibe ingresos procedentes de las ventas de productos de metano, etano y propileno. La mayoría de las ventas se realizan dentro del mercado nacional.

- Fertilizantes percibe ingresos de la venta de amoniaco y fertilizantes y sus derivados. La mayoría de las ventas se realizan dentro del mercado nacional.

- Comercializadoras se componen de PMI CIM, PMI NASA, PMI Trading y MGAS, las cuales comercializan: petróleo crudo, gas, productos petrolíferos y petroquímicos de exportación e importación de PEMEX.

- Corporativo y otras Compañías Subsidiarias operativas, se encargan de prestar servicios administrativos, financieros, de consultoría, logísticos, asesoría económica, fiscal, jurídica, así como servicios de seguros a las entidades del grupo.

En la hoja siguiente se muestra la información financiera de cada segmento sujeto a informar, en forma condensada. Esta información se ha determinado después de las eliminaciones por utilidades o (pérdidas) no realizadas. Los segmentos que aquí se reportan son los mismos, que la administración de PEMEX considera para su análisis de toma de decisiones.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2018	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios [1]	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas											
Clientes externos	$ 482,262,631	960,558,229	-	-	-	2,933,424	12,869,114	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	1,635,060	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
Deterioro (reversa) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(65,013,616)	(659,610)	-	-	40,288,338	2,246,264	-	1,719,627		-	(21,418,997)
Costo de lo vendido	402,979,694	1,091,796,331	-	(1,350,678)	42,694,683	4,509,881	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, neto	12,475,283	5,370,430	1,788	(3,797,729)	(40,069,840)	71,419	149,028	1,791,001	6,771,950	40,289,181	23,052,511
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	11,592,664	785,683	1,860,759	1,541,692	74,525,864	(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	1,314,299	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	(3,756,151)	-	23,659,480
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	54,149	-	-	-	(1,092)	-	-	1,012,190	(124,094,148)	124,555,613	1,527,012
Impuestos, derechos y otros	469,669,529	-	-	(407,217)	(2,474,189)	-	1,446,202	1,840,409	(8,496,511)	-	461,578,223
(Pérdida) rendimiento neto	**$ (8,146,689)**	**(57,048,514)**	**1,789**	**217,252**	**(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).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2017	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Clientes externos	$ -	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	-	6,116,937	534,755	41,741	3,714,941	2,339	26,733	66,621	826,502	-	11,130,569
Deterioro (reversa) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	129,350,315	15,952,097	-	-	-	1,935,500	-	-	4,206,653		151,444,560
Costo de lo vendido	391,089,410	1,004,683,554	472,732	468,171	50,926,263	6,001,259	14,272,340	1,031,997,901	33,033,923	(1,528,740,673)	1,004,204,880
Rendimiento (pérdida) bruto	242,197,637	(6,762,280)	(23,744)	2,974,026	23,460,549	(3,168,449)	(58,202)	15,801,022	45,777,108	(78,877,388)	241,380,279
Otros ingresos, neto	10,204,045	1,515,538	2,646	(31,454)	(24,134,436)	9,013	23,030	307,212	(5,344,872)	22,623,354	5,174,076
Gastos de distribución y transportación	-	26,049,566	13,581	-	73,526	528,370	334,663	375,482	59,043	(5,544,561)	21,889,670
Gastos de administración	58,539,119	38,994,887	37,679	888,776	7,459,928	352,537	1,105,554	1,564,859	62,001,641	(51,005,526)	119,939,454
Rendimiento (pérdida) de operación	193,862,563	(70,231,195)	(72,358)	2,053,796	(8,207,341)	(4,040,343)	(1,475,389)	14,167,893	(21,628,448)	296,053	104,725,231
Ingreso financiero	121,293,404	11,427,907	147	57,313	1,622,827	2,248	46,113	905,465	145,907,795	(265,097,306)	16,165,853
Costo financiero	(136,378,338)	(2,398,643)	(19,882)	(795,947)	(2,307,427)	(211,004)	(1,964)	(1,328,827)	(239,603,771)	264,801,255	(117,644,548)
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados	(1,613,874)	5,835						(772,143)	27,718,506		25,338,324
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	10,643,316	4,924,209	-	227,365	613,099	(20,925)	(10,486)	(4,318)	7,411,862	-	23,184,122
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(75,195)	485,224			(74)			1,049,809	(212,666,494)	211,567,170	360,440
Impuestos, derechos y otros	338,169,260	-	-	276,967	(7,444,967)	-	-	1,972,718	6,063		332,980,041
(Pérdida) rendimiento neto	**$ (151,037,384)**	**(55,786,663)**	**(92,093)**	**1,265,560**	**(833,949)**	**(4,270,024)**	**(1,441,726)**	**12,045,101**	**(292,266,613)**	**211,567,172**	**(280,850,619)**
Total de activo circulante	**1,036,063,541**	**570,380,888**	**179,807**	**6,871,148**	**49,391,784**	**3,155,476**	**3,994,381**	**158,414,445**	**506,187,594**	**(1,971,112,774)**	**363,526,290**
Total de activo no circulante	**1,021,972,864**	**286,815,419**	**-**	**19,349,601**	**142,504,209**	**5,767,980**	**19,147,664**	**28,394,454**	**1,605,553,140**	**(1,361,029,507)**	**1,768,475,824**
Total del pasivo circulante	**284,656,058**	**459,130,165**	**531,580**	**2,201,936**	**44,521,371**	**6,455,246**	**2,183,654**	**112,046,527**	**1,439,097,882**	**(1,961,697,234)**	**389,127,185**
Total del pasivo no circulante	**2,285,756,339**	**617,978,584**	**-**	**11,684,489**	**12,184,880**	**100,804**	**125,236**	**4,796,353**	**2,148,891,089**	**(1,836,290,460)**	**3,245,227,314**
Patrimonio (déficit), neto	**(512,375,992)**	**(219,912,442)**	**(351,773)**	**12,334,324**	**135,189,742**	**2,367,406**	**20,833,155**	**69,966,018**	**(1,476,248,237)**	**465,845,413**	**(1,502,352,385)**
Depreciación y amortización	**127,742,568**	**17,935,112**	**-**	**2,368,123**	**4,562,140**	**422,930**	**1,688,493**	**(19,798)**	**2,004,945**	**-**	**156,704,513**
Costo neto del periodo	**32,794,386**	**52,538,989**	**-**	**39,697**	**(4,954)**	**(1,999)**	**(12,561)**	**16,166**	**22,703,351**	**-**	**108,073,075**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2016	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas:											
Clientes externos $	-	648,088,013	-	-	-	3,873,403	15,392,552	395,118,117	2,646,505	-	1,065,118,590
Intersegmentos	616,380,615	117,096,378	51,913	1,981,754	68,316,958	900,464	1,764,438	406,293,283	50,683,175	(1,262,468,978)	-
Ingresos por servicios	-	5,565,604	132,521	70,112	2,813,887	1,908	60,141	236,230	473,415	(379,176)	8,974,642
(Reversa) deterioro de pozos, ductos propiedades, planta y equipo	(271,709,433)	(52,498,881)	-	-	(5,829,520)	-	(1,276,509)	-	-	-	(331,314,343)
Costo de lo vendido	359,064,884	823,763,927	166,721	143,956	61,248,584	5,506,198	13,936,213	783,691,245	7,260,043	(1,188,959,550)	865,822,221
Rendimiento (pérdida) bruto	529,025,164	(515,051)	17,713	1,907,910	15,711,781	(730,423)	4,557,427	16,956,385	46,543,052	(73,888,604)	539,585,354
Otros ingresos, neto	27,346,794	19,964,654	-	591,704	(27,189,969)	32,710	63,989	3,412,711	(906,183)	(666,804)	22,649,606
Gastos de distribución y transportación	-	50,792,317	8,232	6	148,215	185,168	481,727	229,432	49,162	(26,663,019)	25,231,240
Gastos de administración	54,509,017	34,183,846	32,126	983,560	7,175,451	731,479	2,101,834	1,157,182	60,497,232	(48,716,224)	112,653,533
Rendimiento (pérdida) de operación	501,862,911	(65,526,560)	(22,645)	1,516,048	(18,801,854)	(1,614,360)	2,037,855	18,982,482	(14,909,525)	825,835	424,350,187
Ingreso financiero	56,040,129	11,056,345	-	72,995	373,301	4,358	64,582	1,098,079	125,964,466	(180,925,000)	13,749,255
Costo financiero	(109,946,363)	(3,188,892)	(12,055)	(642,711)	(481,741)	(20,217)	(2,980)	(1,342,351)	(163,400,779)	180,193,625	(98,844,464)
Rendimiento (pérdida) en instrumentos financieros derivados	-	3,172	-	-	-	-	-	(1,951,959)	(12,052,200)	-	(14,000,987)
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	(217,166,718)	(12,858,875)	-	(1,570,317)	(1,118,537)	(29,263)	(2,843)	174,866	(21,441,056)	-	(254,012,743)
(Pérdida) rendimiento en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(21,164)	649,520	-	-	-	-	-	1,586,502	(117,426,818)	117,347,804	2,135,845
Impuestos, derechos y otros	276,647,448	-	-	(481,581)	(10,010,686)	-	-	7,380,870	(9,014,616)	-	264,521,435
(Pérdida) rendimiento neto $	**(45,878,653)**	**(69,865,290)**	**(34,700)**	**(142,404)**	**(10,018,145)**	**(1,659,482)**	**2,096,614**	**11,166,750**	**(194,251,296)**	**117,442,264**	**(191,144,342)**
Depreciación y amortización	**124,329,921**	**17,425,472**		**2,559,357**	**2,230,557**	**481,241**	**1,395,232**	**86,707**	**1,931,004**	**-**	**150,439,491**
Costo neto del periodo	**32,617,215**	**52,886,397**	**5,860**	**31,491**	**30,340**	**(1,178)**	**1,424**	**(552,735)**	**24,719,602**	**-**	**109,738,416**

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

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2018		Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios [1]	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Ingresos										
Individuales	$	910,443,812	1,105,255,786	-	8,716,657	68,380,791	3,051,428	14,457,543	844,550,208	132,655,779
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		(30,958,481)	(2,154,029)		(5,103,849)		(47,460)			
Consolidados	**$**	**879,485,331**	**1,103,101,757**	**-**	**3,612,808**	**68,380,791**	**3,003,968**	**14,457,543**	**844,550,208**	**132,655,779**
Resultado de operación										
Individuales	$	488,151,914	(70,799,130)	1,788	406,574	(97,029,061)	(5,162,552)	(9,520,020)	4,913,736	10,658,746
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		(30,958,481)	(2,154,029)	-	(5,103,849)		(47,460)			
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción		(596,889)	12,058,664	-	4,537,200	-	-	-	66,322	-
Eliminación de productos refinados capitalizados		(1,774,227)				-			-	
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados		118,981	-	-	-	-	-		-	-
Eliminación de la depreciación por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos		30,958,481	-	-	360,372	30,681,632	355,974	6,061,422	-	
Consolidados	**$**	**485,899,779**	**(60,894,495)**	**1,788**	**200,297**	**(66,347,429)**	**(4,854,038)**	**(3,458,598)**	**4,980,058**	**10,658,746**
Resultados netos										
Individuales	$	(5,867,212)	(65,286,932)	1,789	971,701	(65,357,751)	(6,248,709)	(6,144,326)	4,711,761	(172,576,873)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		(30,958,481)	(2,154,029)	-	(5,103,849)	-	(47,460)	-	-	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción		(596,889)	12,058,664	-	3,799,980		-	-	66,322	-
Eliminación de productos refinados capitalizados		(1,774,227)	-			-			-	-
Eliminación del método de participación		(27,342)	(1,666,217)	-	-	606	610,452	(3,457,006)	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados		118,981	-			-	-	-	-	
Eliminación de la depreciación por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos		30,958,481	-	-	549,420	22,781,528	355,974	4,615,220		
Consolidados	**$**	**8,146,689**	**(57,048,514)**	**1,789**	**217,252**	**(62,575,557)**	**(5,329,743)**	**(4,986,112)**	**4,778,083**	**(172,576,873)**

[1] Esta Empresa Subsidiaria se liquidó el 27 de julio de 2018. Todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial. (ver Nota 1).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2018		Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios (1)	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Total activos:										
Individuales	$	2,161,126,244	567,768,812	-	28,400,765	176,647,827	10,018,775	31,365,663	177,684,447	2,348,486,917
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		1,557,729	(7,544,007)	-	-	7,181	(26,886)	(5,304)	(408,060)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción		(4,254,421)	(30,320,566)	-	-	-	(47,460)	-	(9,339,859)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados		(1,774,227)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la revaluación a valor de mercado y la depreciación de los AF Transferidos		(23,660,467)	-	-	(1,655,002)	(60,523,859)	(1,801,679)	(5,186,318)	(424,850)	
Eliminación del método de participación		(562,375)	(7,903,679)	-	-	(90,087)	(1,182,011)	(64,997)	(844,705)	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación		118,981	8,123	-	-	-	-	-	-	-
Consolidados	**$**	**2,132,551,464**	**522,008,683**	**-**	**26,745,763**	**115,441,065**	**6,960,739**	**26,109,044**	**166,666,973**	**2,348,486,917**
Total pasivos:										
Individuales	$	2,588,734,248	689,306,996	-	12,328,030	41,750,914	9,791,235	6,860,065	104,239,692	3,779,469,221
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		-	(4,419,930)	-	1,373,835	-	-	-	(1,959,546)	
Consolidados	**$**	**2,588,734,248**	**684,887,066**	**-**	**13,701,865**	**41,750,914**	**9,791,235**	**6,860,065**	**102,280,146**	**3,779,469,221**

(1) Esta Empresa Subsidiaria se liquidó el 27 de julio de 2018. Todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial. (ver Nota 1).

(Continua)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2017		Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Ingresos:										
Individuales	$	762,637,362	1,015,157,118	448,988	6,679,132	74,386,812	4,795,196	14,214,138	1,047,874,453	83,017,684
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		-	(1,223,752)	-	(3,236,935)	-	(26,886)	-	(75,530)	-
Consolidados	**$**	**762,637,362**	**1,013,933,366**	**448,988**	**3,442,197**	**74,386,812**	**4,768,310**	**14,214,138**	**1,047,798,923**	**83,017,684**
Resultado de operación:										
Individuales	$	194,814,292	(69,989,652)	(72,358)	882,692	(61,696,313)	(7,148,431)	(4,698,838)	11,490,017	(21,628,448)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		-	(1,223,752)	-	(3,236,935)	-	(26,886)	-	(75,530)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción		(496,329)	(9,017,791)	-	2,932,663	-	-	-	(246,594)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados		(574,381)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados		118,981	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación y deterioro por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos		-	-	-	1,475,376	53,488,972	3,134,974	3,223,449	-	-
Consolidados	**$**	**193,862,563**	**(70,231,195)**	**(72,358)**	**2,053,796**	**(8,207,341)**	**(4,040,343)**	**(1,475,389)**	**14,167,893**	**(21,628,448)**
Resultados netos:										
Individuales	$	(150,388,699)	(44,599,751)	(358,862)	315,913	(40,300,942)	(8,616,130)	(5,866,542)	5,200,268	(292,266,613)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		-	(1,223,752)	-	(3,236,935)	-	(26,886)	-	(75,530)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción		(496,329)	(9,017,791)	-	2,932,663	-	-	-	(246,594)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados		(574,381)	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación		303,044	(945,369)	266,769	-	333	1,238,018	1,201,367	7,166,957	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados		118,981	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación y deterioro por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos, neto de su impuesto diferido		-	-	-	1,223,919	39,466,660	3,134,974	3,223,449	-	-
Consolidados	**$**	**(151,037,384)**	**(55,786,663)**	**(92,093)**	**1,265,560**	**(833,949)**	**(4,270,024)**	**(1,441,726)**	**12,045,101**	**(292,266,613)**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2017		Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Total activos:										
Individuales	$	2,084,553,745	912,770,881	179,807	28,256,876	276,537,764	17,689,305	35,496,783	195,538,239	2,111,740,734
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		856,004	(5,369,977)	-	-	7,183	-	(5,303)	(108,059)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción		(3,657,242)	(42,379,229)	-	-	-	(26,886)	-	(7,163,664)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados		(574,381)			-					
Eliminación de la revaluación a valor de mercado, depreciación y deterioro de los AF transferidos, neto de su impuesto diferido		(22,503,168)	-		(2,036,127)	(84,557,531)	(2,165,068)	(9,522,086)	(424,849)	-
Eliminación del método de participación		(759,624)	(7,813,492)	-	-	(91,123)	(6,573,895)	(2,828,749)	(732,768)	-
Eliminación de los intereses capitalizados y su depreciación		118,981	8,124		-					
Consolidados	**$**	**2,058,036,405**	**857,196,307**	**179,807**	**26,220,749**	**191,895,993**	**8,923,456**	**23,142,045**	**186,808,899**	**2,111,740,734**
Total pasivos:										
Individuales		2,570,412,397	1,081,528,677	531,580	13,186,297	56,706,251	6,556,050	2,308,890	116,648,398	3,587,988,971
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		-	(4,419,928)	-	700,128	-	-	-	194,482	-
Consolidados	**$**	**2,570,412,397**	**1,077,108,749**	**531,580**	**13,886,425**	**56,706,251**	**6,556,050**	**2,308,890**	**116,842,880**	**3,587,988,971**

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2016		Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Ingresos:										
Individuales	$	616,380,615	771,597,427	184,434	6,263,093	71,130,845	4,775,775	17,217,131	800,979,076	53,803,095
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		-	(847,432)	-	(4,211,227)	-	-	-	(331,446)	-
Consolidados	**$**	**616,380,615**	**770,749,995**	**184,434**	**2,051,866**	**71,130,845**	**4,775,775**	**17,217,131**	**800,647,630**	**53,803,095**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2016		Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas
Resultado de operación:										
Individuales	$	503,679,153	(60,347,367)	(22,645)	1,271,262	(25,701,065)	(2,877,725)	(3,504,812)	19,526,987	(14,909,525)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		-	(847,432)	-	(4,211,227)	-	-	-	(331,446)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción		(273,237)	3,572,498	-	3,815,371	-	905,910	(2,163)	(213,069)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados		(1,661,986)	(7,904,259)	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados		118,981	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos		-	-	-	640,702	6,899,211	357,455	5,544,830	-	-
Consolidados	**$**	**501,862,911**	**(65,526,560)**	**(22,645)**	**1,516,048**	**(18,801,854)**	**(1,614,360)**	**2,037,855**	**18,982,482**	**(14,909,525)**
Resultados netos										
Individuales	$	(44,069,001)	(61,639,067)	(381,214)	(387,250)	(16,917,356)	(7,820,835)	(3,780,706)	11,711,265	(194,251,296)
Eliminación de las ventas intersegmentos, no realizadas		-	(847,432)	-	(4,211,227)	-	-	-	(331,446)	-
Eliminación de la utilidad no realizada por valuar los inventarios al costo de producción		(273,237)	3,572,498	-	3,815,371	-	905,910	(2,163)	(213,069)	-
Eliminación de productos refinados capitalizados		(1,661,986)	(7,904,259)	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación del método de participación		6,590	(3,047,030)	346,514	-	-	4,897,988	334,653	-	-
Eliminación de la depreciación de los intereses capitalizados		118,981	-	-	-	-	-	-	-	-
Eliminación de la depreciación por la revaluación a valor de mercado de los AF transferidos		-	-	-	640,702	6,899,211	357,455	5,544,830	-	-
Consolidados	**$**	**(45,878,653)**	**(69,865,290)**	**(34,700)**	**(142,404)**	**(10,018,145)**	**(1,659,482)**	**2,096,614**	**11,166,750**	**(194,251,296)**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información complementaria por zonas geográficas:

		31 de diciembre de		
		2018	**2017**	**2016**
Ventas netas:				
En el país	$	980,559,538	877,360,038	670,000,473
De exportación:				
Estados Unidos		434,838,159	302,912,999	221,954,461
Canadá, Centro y Sudamérica		11,274,714	13,943,080	14,058,897
Europa		158,900,339	71,470,613	64,348,997
Otros países		86,873,398	120,212,420	94,755,762
		691,886,610	508,539,112	395,118,117
Ingresos por servicios		8,673,002	11,130,569	8,974,642
Total de ingresos	**$**	**1,681,119,150**	**1,397,029,719**	**1,074,093,232**

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

A continuación se muestran los ingresos por productos:

		31 de diciembre de		
		2018	**2017**	**2016**
Nacionales				
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)	$	850,342,124	738,943,017	578,718,674
Gas		110,219,691	116,021,269	59,648,576
Productos petroquímicos		19,997,723	22,395,752	31,633,223
Total ventas en el país	**$**	**980,559,538**	**877,360,038**	**670,000,473**
Exportación				
Petróleo crudo	$	482,259,045	356,623,114	288,625,794
Productos de petróleo refinado y derivados (principalmente gasolinas)		167,796,526	124,644,353	92,705,248
Gas		34,446,277	22,253,493	20,995
Productos petroquímicos		7,384,762	5,018,152	13,766,080
Total ventas exportación	**$**	**691,886,610**	**508,539,112**	**395,118,117**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(7) Ingresos-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los ingresos se integran como se muestra a continuación:

a. Desagregación de los Ingresos

		Exploración y Producción	Transformación industrial	Cogeneración y Servicios [1]	Perforación y Servicios	Logistica	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y Otras Compañías Subsidiarias operativas	Total
Principales mercados											
2018											
Norte América	$	276,785,650	-	-	-	-	-	-	158,713,210	-	435,198,860
Otros países		51,768,232	-	-	-	-	-	-	40,743,480	5,660,310	98,172,022
Europa		153,765,163	-	-	-	-	-	-	4,647,265	2,905,858	161,318,286
Local		26,696	961,104,365	-	198,775	4,708,217	2,938,167	12,822,493	64,037	4,327,232	986,189,982
Suma	**$**	**482,285,741**	**961,104,365**	**-**	**198,775**	**4,708,217**	**2,938,167**	**12,822,493**	**204,167,992**	**12,893,400**	**1,681,119,150**
2017*											
Norte América	$	-	-	-	-	-	-	-	320,069,332		320,069,332
Otros países		-	-	-	-	-	-	-	71,209,448	-	71,209,448
Europa		-	-	-	-	-	-	-	117,260,334	1,062,795	118,323,129
Local		-	863,573,083	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**
2016*											
Norte América	$	-	-	-	-	-	-	-	236,095,685	-	236,095,685
Otros países		-	-	-	-	-	-	-	67,377,456	72,660	67,450,116
Europa		-	-	-	-	-	-	-	90,817,488	-	90,817,488
Local		-	653,653,617	132,521	70,112	2,813,887	3,875,311	15,452,693	862,641	2,869,161	679,729,943
Suma	**$**	**-**	**653,653,617**	**132,521**	**70,112**	**2,813,887**	**3,875,311**	**15,452,693**	**395,153,270**	**2,941,821**	**1,074,093,232**
Principales productos o servicios											
2016											
Petróleo Crudo	$	482,259,639	-	-	-	-	-	-	-	-	482,259,639
Gas		3,586	110,216,105	-	-	-	-	-	31,446,277	-	144,665,968
Petrolíferos		-	850,312,124	-	-	-	-	-	167,796,526	-	1,018,108,650
Otros Productos		-	-	-	-	-	2,933,425	12,809,114	1,861,162	9,778,794	27,382,495
Servicios		23,110	546,136	-	198,775	4,708,217	4,742	13,379	64,037	2,114,606	8,673,002
Suma	**$**	**482,285,741**	**961,104,365**	**-**	**198,775**	**4,708,217**	**2,938,167**	**12,822,493**	**204,167,992**	**12,893,400**	**1,681,119,150**

(Continua)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		Exploración y Producción	Transformación industrial	Cogeneración y Servicios [1]	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y Otras Compañías Subsidiarias operativas	Total
2017*											
Petróleo Crudo	$	-	-	-	-	-	-	-	356,623,113	-	356,623,113
Gas		-	116,021,269	-	-	-	-	-	22,253,493	-	138,274,762
Petrolíferos		-	738,943,017	-	-	-	-	-	124,644,353	-	863,587,370
Otros Productos		-	2,491,860	-	-	-	4,123,006	12,621,648	5,618,152	3,159,239	27,413,905
Servicios		-	6,116,937	334,755	41,741	3,714,941	2,339	26,733	66,622	826,501	11,130,569
Suma	**$**	**-**	**863,573,083**	**334,755**	**41,741**	**3,714,941**	**4,125,345**	**12,648,381**	**508,605,733**	**3,985,740**	**1,397,029,719**
2016*											
Petróleo Crudo	$	-	-	-	-	-	-	-	268,999,873	-	268,999,873
Gas		-	116,997,297	-	-	-	-	-	13,813,301	-	129,810,598
Petrolíferos		-	529,322,404	-	-	-	-	-	106,770,273	-	636,092,677
Otros Productos		-	2,768,313	-	-	-	3,873,402	15,392,552	5,534,217	2,646,958	30,215,442
Servicios		-	5,565,603	132,521	70,112	2,813,887	1,909	60,141	35,606	294,863	8,974,642
Suma	**$**	**-**	**653,653,617**	**132,521**	**70,112**	**2,813,887**	**3,875,311**	**15,452,693**	**395,153,270**	**2,941,821**	**1,074,093,232**
Reconocimiento del ingreso											
2018											
- En un punto en el tiempo		482,262,631	960,958,229				2,933,425	12,809,114	204,103,964	9,778,794	1,672,446,147
- A través del tiempo		23,110	546,136	-	198,775	4,708,217	4,742	13,379	64,028	3,114,606	8,673,003
Suma	**$**	**482,285,741**	**961,104,365**	**-**	**198,775**	**4,708,217**	**2,938,167**	**12,822,493**	**204,167,992**	**12,893,400**	**1,681,119,150**
2017*											
- En un punto en el tiempo	$	-	857,456,146			-	4,123,066	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**
2016*											
En un punto en el tiempo	$		648,088,014				3,873,402	15,392,552	395,117,664	2,646,958	1,065,118,590
A través del tiempo			5,565,603	132,521	70,112	2,813,887	1,909	60,141	35,606	294,863	8,974,642
Suma	**$**	**-**	**653,653,617**	**132,521**	**70,112**	**2,813,887**	**3,875,311**	**15,452,693**	**395,153,270**	**2,941,821**	**1,074,093,232**

*PEMEX aplico el método de transición retrospectivo acumulado para la implementación de la NIIF 15. Bajo este método, la información comparativa no es restablecida.

(1) Esta Empresa Subsidiaria se liquidó el 27 de julio de 2018. Todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial. (ver Nota 1).

(Continua)

b. Saldos en el Estado de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se tienen saldos de cuentas por cobrar derivadas de contratos con clientes por $87,740,515 y $114,486,024, respectivamente (ver Nota 10).

c. Expedientes prácticos utilizados

1. Contratos completados-

PEMEX, por la naturaleza de sus operaciones, no tiene obligaciones de desempeño pendientes de satisfacer al 31 de diciembre de 2018, ver Nota 4-A.

2. Componente financiero significativo, menor a un año

PEMEX no necesita ajustar el importe comprometido como contraprestación para dar cuenta de los efectos de un componente de financiación significativo, ya que la transferencia y el momento de pago de un bien o servicio comprometido con el cliente es menor a un año.

3. PEMEX aplicó el expediente práctico por lo que no revela información acerca de las obligaciones de desempeño remanentes que concluyen en menos de un año.

Cuando PEMEX tiene derecho a una contraprestación por un importe que se corresponde directamente con el valor del desempeño que PEMEX ha completado, puede reconocer un ingreso de actividades ordinarias por el importe al que tiene derecho a facturar.

(8) Instrumentos financieros-

(a) Clasificación contable y valor justo de los instrumentos financieros-

Las siguientes tablas presentan el valor en libros y el valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros, incluyendo su clasificación en la jerarquía de valor razonable, al 31 de diciembre de 2018 y 2017. Las tablas no incluyen información para los activos y pasivos financieros no medidos a su valor razonable si el importe en libros es una aproximación razonable del valor razonable.

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Valor en libros						Jerarquía de valor razonable			
Saldos al 31 de diciembre de 2018	**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	-	-	-	-
Cuentas por cobrar y otros	-	-	-	167,139,778	-	167,139,778	-	-	-	-
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	-	-	-	16,841,545	-	16,841,545	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	-	-	157,982,449	-	157,982,449	-	-	-	-
Total	-	-	-	423,876,181	-	423,876,181				
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)				

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		Valor en libros					Jerarquía de valor razonable			
Saldos al 31 de diciembre de 2017	**Valor razonable con cambios en resultados**	**Mantenidos al vencimiento**	**Préstamos y cuentas por cobrar**	**Disponibles para la venta**	**Otros pasivos financieros**	**Total Valor en libros**	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Activos financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos financieros derivados	30,113,454	-	-	-	-	30,113,454	-	30,113,454	-	30,113,454
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	1,056,918	-	1,056,918	-	1,056,918	-	1,056,918
Total	30,113,454	-	-	1,056,918	-	31,170,372				
Activos financieros no medidos a valor razonable										
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	97,851,754	-	-	97,851,754	-	-	-	-
Cuentas por cobrar	-	-	168,123,028	-	-	168,123,028	-	-	-	-
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	-	16,707,364	-	-	-	16,707,364	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	151,015,115	-	-	-	151,015,115	-	-	-	-
Total	-	167,722,479	265,974,782	-	-	433,697,261				
Pasivos financieros medidos a valor razonable										
Instrumentos financieros derivados	(17,745,979)	-	-	-	-	(17,745,979)	-	(17,745,979)	-	(17,745,979)
Total	(17,745,979)	-	-	-	-	(17,745,979)				
Pasivos financieros no medidos a valor razonable										
Proveedores	-	-	-	-	(139,955,378)	(139,955,378)	-	-	-	-
Cuentas y gastos acumulados por pagar	-	-	-	-	(23,211,401)	(23,211,401)	-	-	-	-
Deuda	-	-	-	-	(2,037,875,071)	(2,037,875,071)	-	(2,153,383,220)	-	(2,153,383,220)
Total	-	-	-	-	(2,201,041,850)	(2,201,041,850)				

(Continua)

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX tiene activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera como se indica a continuación:

	31 de diciembre de 2018				
	Importe de moneda extranjera				
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	8,458,532	80,583,838	(72,125,306)	19.6829	$ (1,419,635,185)
Euros	14,459	15,714,542	(15,700,083)	22.5054	(353,336,648)
Libras esterlinas	-	816,469	(816,469)	25.0878	(20,483,411)
Yenes japoneses	-	467,077,295	(467,077,295)	0.1793	(83,746,959)
Francos suizos	-	2,843,298	(2,843,298)	19.9762	(56,798,290)
Total					**$ (1,934,000,493)**

	31 de diciembre de 2017				
	Importe de moneda extranjera				
	Activos	Pasivos	Posición activa (pasiva)	Tipo de cambio	Equivalente en pesos mexicanos
Dólares estadounidenses	12,942,402	79,871,378	(66,928,976)	19.7867	$ (1,324,303,569)
Euros	701,619	13,988,051	(13,286,432)	23.7549	(315,617,864)
Libras esterlinas	-	870,661	(870,661)	26.7724	(23,309,685)
Yenes japoneses	-	341,603,010	(341,603,010)	0.1757	(60,019,649)
Francos suizos	-	2,642,304	(2,642,304)	20.2992	(53,636,657)
Total					**$ (1,776,887,424)**

La deuda se valúa y registra a costo amortizado y el valor razonable de la deuda se estima utilizando cotizaciones provenientes de importantes fuentes comerciales de información. Estas cotizaciones son ajustadas internamente usando modelos de precio estándar. Como resultado de los supuestos utilizados, el valor razonable estimado no necesariamente representa los términos reales en los cuales las operaciones existentes pueden ser liquidadas.

La información relativa a los rubros de efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, instrumentos de patrimonio, documentos por cobrar y otros activos, deuda e instrumentos financieros derivados se detalla en las siguientes notas, respectivamente:

- Nota 9, Efectivo y equivalentes de efectivo
- Nota 10, Cuentas por cobrar, neto
- Nota 12, Instrumentos de patrimonio

(Continúa)

- Nota 14, Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras.
- Nota 17, Documentos por cobrar y otros activos
- Nota 18, Deuda
- Nota 19, Instrumentos financieros derivados

(b) Jerarquía de valor razonable-

PEMEX valúa el valor razonable de sus instrumentos financieros bajo metodologías estándar comunmente aplicadas en los mercados financieros. Los supuestos e insumos utilizados por PEMEX se encuentran clasificados en los tres niveles de la jerarquía de valor razonable, tomando como base la descripción que a continuación se presenta.

Los valores razonables determinados por insumos del Nivel 1, utilizan precios cotizados en mercados financieros, para activos o pasivos idénticos. Los valores razonables determinados por los insumos del Nivel 2, están basados en precios cotizados para activos o pasivos similares en mercados activos y en otros insumos, distintos a los precios cotizados, que se observan o aplican a esos activos o pasivos. Los insumos del Nivel 3 son insumos no observables para los activos o pasivos e incluyen situaciones en las que no existe o hay poca actividad en el mercado para éstos.

Para medir el valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros de PEMEX se utilizan técnicas de valuación apropiadas, basadas en los insumos disponibles.

Cuando están disponibles, PEMEX calcula el valor razonable usando insumos del Nivel 1, debido a que éstos generalmente proveen la evidencia más confiable del valor razonable.

(9) Efectivo y equivalentes de efectivo-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se integran por:

		31 de diciembre	
		2018	**2017**
Efectivo y bancos [i]	$	41,974,735	55,871,127
Inversiones de inmediata realización [ii]		39,937,674	41,980,627
	$	**81,912,409**	**97,851,754**

[i] El rubro de efectivo y bancos se integran principalmente por bancos.
[ii] El rubro de inversiones de inmediata realización está integrado principalmente por inversiones gubernamentales a corto plazo.

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(10) Cuentas por cobrar, neto-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se integran como se muestran a continuación:

a. Cuentas por cobrar con clientes

		31 de diciembre	
		2018	**2017**
Clientes en el país	$	48,520,478	60,057,141
Clientes en el extranjero		39,220,037	54,428,883
Total de cuentas por cobrar		87,740,515	114,486,024
Deudores diversos[1]		53,388,512	23,583,497
Impuestos por recuperar y anticipo de impuestos		18,405,990	23,039,023
Funcionarios y empleados		6,333,216	5,681,478
Anticipo a proveedores		597,700	1,250,846
Otras		673,845	82,160
Total de otras cuentas por cobrar		79,399,263	53,637,004
Total de cuentas por cobrar, neto	**$**	**167,139,778**	**168,123,028**

[1] El saldo de deudores diversos está integrado principalmente de Impuesto Especial Sobre Producción a favor (acreditable).

A continuación se muestra la antigüedad de los saldos de las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

		Clientes en el país	
		2018	**2017**
1-30 días	$	1,172,961	10,188,070
31-60 días		133,538	4,081,862
61-90 días		375,790	777,409
más 91 días		584,886	11,345,933
Saldo vencido		2,267,175	26,393,274
Saldo deteriorado[1]		(1,409,014)	(951,932)
Saldo vencido no deteriorado		858,161	25,441,342
Saldo no vencido		47,662,317	34,615,799
Total clientes en el país	**$**	**48,520,478**	**60,057,141**

[1] El incremento en el deterioro de las cuentas por cobrar por $457,082 en 2018, proviene principalmente de la cartera de Pemex Transformación Industrial.

(Continúa)

		Clientes en el extranjero	
		2018	**2017**
1-30 días	$	34,839	334,155
31-60 días		3,313	-
61-90 días		26,444	-
más 91 días		307,089	315,888
Saldo vencido		371,685	650,043
Saldo deteriorado		(321,438)	(272,813)
Saldo vencido no deteriorado		50,247	377,230
Saldo no vencido		39,169,790	54,051,653
Total clientes en el extranjero	**$**	**39,220,037**	**54,428,883**

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX tiene exposición al riesgo de crédito relacionado con las cuentas por cobrar de un plazo de pago promedio de 36 y 43 días, respectivamente.

A continuación se muestra los movimientos de las cuentas de clientes deterioradas:

		Clientes en el país	
		2018	**2017**
Saldo al inicio al inicio del ejercicio	$	(951,932)	(458,428)
Ajuste inicial por adopción de IFRS 9		44,590	-
Saldo ajustado al 1 de enero de 2018		(907,342)	(458,428)
Incrementos registrados en gastos		-	(493,514)
Aplicación de la estimación		-	10
Deterioro en cuentas por cobrar		(501,672)	-
Saldo al final	**$**	**(1,409,014)**	**(951,932)**

		Clientes en el extranjero	
Saldo al inicio del periodo	$	(272,813)	(374,699)
Ajuste inicial por adopción de IFRS 9		(69,639)	-
Saldo ajustado al 1 de enero de 2018		(342,452)	(374,669)
Incrementos registrados en gastos		-	(204,713)
Aplicación de la estimación		-	297,047
Efectos por conversión		-	9,552
Deterioro en cuentas por cobrar		21,014	-
Saldo al final	**$**	**(321,438)**	**(272,813)**

(Continúa)

Metodología para el cálculo del deterioro de las cuentas por cobrar

PEMEX asigna una calificación a cada exposición a de riesgo crediticio con base a datos que son determinados para predecir el riesgo de pérdida (incluidos, entre otros, estados financieros auditados, la administración de las cuentas y proyecciones de flujo de efectivo, e información disponible sobre los clientes) y aplicando el juicio del crédito experimentado. Las calificaciones de riesgo crediticio se definen utilizando factores cualitativos y cuantitativos que indican el riesgo de incumplimiento. Las exposiciones dentro de cada grado de riesgo crediticio están segmentadas por EPS y sus líneas de negocios comerciales, como resultado, la tasa de pérdida crediticia esperada se calcula para cada segmento y en función a la experiencia real de pérdida crediticia de los últimos 2 años. Estas tasas se multiplican por factores escalonados para reflejar las diferencias entre las condiciones económicas durante el período, respecto a la recopilación de datos históricos, las condiciones actuales y la opinión de PEMEX sobre las condiciones económicas durante las vidas esperadas de las cuentas por cobrar.

Al 31 de diciembre de 2018, el porcentaje de pérdida de crédito esperada para las cuentas por cobrar obtenido para cada Entidad Subsidiaria y Compañía subsidiaria fue: Pemex Fertilizantes 0.72%, Pemex Transformación Industrial 2.70%, Pemex Corporativo 3.15%, Pemex Etileno 0.69%, Pemex Logística 10.80%, Pemex Perforación y Servicios 21.71%, PMI CIM 0.06% y PMI TRD 4.65%.

El monto del deterioro cargado al estado de resultados de $582,855 incluye el deterioro de cuentas por cobrar a clientes y de otras cuentas por cobrar.

(11) Inventarios-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo de inventarios se integra como sigue:

		31 de diciembre	
		2018	**2017**
Refinados y petroquímicos	$	43,134,519	27,862,384
Productos en tránsito		16,260,213	19,112,606
Petróleo crudo		16,708,606	11,445,780
Materiales y accesorios en almacenes		5,292,796	5,172,779
Materiales en tránsito		490,403	180,711
Gas y condensados		136,031	84,670
	$	**82,022,568**	**63,858,930**

(12) Instrumentos de patrimonio-

Al 31 de diciembre de 2017, PEMEX consideraba un plan para la enajenación de las acciones de TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. y TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V., valuadas a su valor de realización, por tal motivo se reconoció un efecto negativo en el resultado del ejercicio 2017. Al 31 de diciembre de 2017, el valor de las acciones ascendía a $1,056,918.

El 4 y 5 de septiembre de 2018, PEMEX recibió el pago por la venta del 5% de las acciones de TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. que se tenían en Instrumentos de patrimonio por un monto de US$43,036 ($826,046), lo que representó una utilidad de $10,257.

Al 31 de diciembre de 2018 debido a la adopción de la IFRS 9, PEMEX clasifica las acciones de TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V. como instrumentos de patrimonio, el valor de las acciones asciende a $245,440.

Antes de la fecha inicial de adopción de la NIIF 9 (1 de enero de 2018), PEMEX clasificaba esta inversión en acciones como activos financieros disponibles para la venta. A partir del 1 de enero de 2018 esta inversión en acciones es ahora clasificada como instrumentos de patrimonio.

(13) Activos no financieros disponibles para la venta-

Al 31 de diciembre de 2018 Pemex Logística, cuenta con ciertos activos fijos disponibles para la venta por $1,253,638, mismos que tiene considerado transferir onerosamente, para maximizar su valor y mantener presencia en el mercado.

Dichos activos se encuentran integrados como sigue:

		2018
Plantas	$	712,246
Ductos		143,434
Edificios		116,868
Terrenos		92,400
Equipo de Telecomunicaciones		6,311
Otros activos		1,278
Total	**$**	**1,072,537**

Cabe mencionar que esta operación está clasificada como reservada, en términos del Artículo 110, fracciones VIII y XIII de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la información Pública, en relación con el artículo 82 de Ley de Propiedad Industrial; así como por el artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos, ya que la información se encuentra en proceso deliberativo y es sensible sobre hechos y acciones del ámbito comercial y económico, los cuales sólo competen a PEMEX y a sus socios comerciales.

El monto restante corresponde a activos disponibles para la venta a CENAGAS, integrados por 74 edificaciones y 10 terrenos, por un monto de $181,101.

(14) Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras-

Las inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se integran como se muestra a continuación:

	Porcentajes de participación		31 de diciembre 2018	2017
Deer Park Refining Limited	49.99%	$	14,731,030	14,405,542
Sierrita Gas Pipeline LLC	35.00%		1,068,995	1,084,169
Frontera Brownsville, LLC.	50.00%		472,898	471,085
Texas Frontera, LLC.	50.00%		228,564	239,782
CH 4 Energía, S. A.	50.00%		155,878	315,713
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C.V.	40.00%		118,478	64,328
PMV Minera, S. A. de C. V. (iii)	44.09%		-	45,133
Ductos el Peninsular, S. A. P. I. de C. V.	30.00%		17,244	18,336
Otras, neto	Varios		48,458	63,276
Total		**$**	**16,841,545**	**16,707,364**

Participación en los resultados de negocios conjuntos, asociados y otras:

		31 de diciembre 2018	2017	2016
Deer Park Refining Limited	$	872,885	920,409	1,437,850
Sierrita Gas Pipeline, LLC.		124,209	129,401	105,825
Frontera Brownsville, LLC.		59,973	66,798	57,769
Texas Frontera, LLC.		55,316	51,412	50,710
CH 4 Energía, S. A.		15,395	125,132	-
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V.		54,149	(75,195)	-
PMV Minera, S. A. de C. V (iii)		6,863	6,253	-
Ductos el Peninsular, S. A. P. I. de C. V.		(1,092)	74	-
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. (iii)		352,816	(1,223,640)	(190,468)
Ductos y Energéticos del Norte, S. A. de C. V. (i)		-	360,092	-
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. (ii)		-	-	638,126
Otros, neto		(13,502)	(296)	45,800
Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas	**$**	**1,527,012**	**360,440**	**2,135,845**

(Continúa)

(i) El 16 de noviembre de 2017, se llevó a cabo la desinversión en la participación en Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C. V. equivalente al 50% del capital social de dicha compañía, la cual fue vendida a Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. en $ 3,141,710, obteniendo una utilidad de $ 3,139,103, la cual se presenta en el renglón de otros ingresos del resultado integral.

(ii) El 28 de septiembre de 2016, PEMEX realizó la desinversión de su participación en Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V. equivalente al 50% del capital social de dicha compañía, la cual fue vendida a Infraestructura Energética Nova, S.A.V. de C.V. en $22,684,736 obteniendo una utilidad de $ 15,211,039.

(iii) El 30 de noviembre de 2018, PEMEX recibió el pago por la venta del 44.09% de su participación total en Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. y el 44.09% en PMV Minera, S.A. de C.V., las cuales estaban registradas como inversiones en negocios conjuntos y asociadas, el precio de venta fue $3,198,597 y $ 53,701, obteniendo una utilidad de $689,268 y $1,646, respectivamente.

Las siguientes tablas muestran información financiera condensada de las principales inversiones reconocidas bajo el método de participación al y por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

		Estados condensados de situación financiera			
		Deer Park Refining Limited		Sierrita Gas Pipeline,LLC.	
		2018	2017	2018	2017
Total de activos	**$**	**41,119,684**	**41,075,547**	**3,140,289**	**3,518,036**
Total de pasivo	$	11,654,678	12,261,581	86,014	420,410
Total de capital		29,465,006	28,813,966	3,054,275	3,097,626
Total de pasivo y capital	**$**	**41,119,684**	**41,075,547**	**3,140,289**	**3,518,036**

	Estados condensados de resultados					
	Deer Park Refining Limited			Sierrita Gas Pipeline, LLC.		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Ingresos	17,519,219	16,427,064	16,750,155	615,150	840,414	717,351
Costos y gastos	15,773,274	14,586,061	13,874,172	260,272	470,697	414,994
Resultado neto	**1,745,945**	**1,841,003**	**2,875,983**	**354,878**	**369,717**	**302,357**

A continuación se presenta información sobre las inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras más significativas.

- Deer Park Refining Limited. El 31 de marzo de 1993, PMI NASA adquirió el 49.99% de la refinería de Deer Park. En su calidad de socio general de Deer Park Refining Limited Partnership, Shell es responsable de la operación y administración de la refinería, cuyo objetivo es proporcionar servicios de refinación del petróleo a PMI NASA y a Shell, quien cobra una tarifa por el procesamiento. Shell es responsable de la determinación de los requerimientos de materiales y de petróleo crudo, que en caso de ser necesario ambos socios proveerán en cantidades iguales. Deer Park Refining regresa a PMI NASA y a Shell productos terminados en cantidades iguales. Shell está obligado a comprar a Deer Park Refining la totalidad del producto terminado, a los precios vigentes en el mercado. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.

(Continúa)

- Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. Con fecha 13 de septiembre de 2013. Pemex Petroquímica (actualmente Pemex Transformación Industrial), a través de su subsidiaria PPQ Cadena Productiva, S.L. en conjunto con Mexichem, constituyeron Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V. (Mexicana de Vinilo). La actividad preponderante es la producción y venta de productos químicos. Los principales productos son: cloro, sosa cáustica, etileno y monómero de cloruro de vinilo. El control operativo y financiero de la empresa lo tiene Mexichem. Este acuerdo se contabiliza vía método de participación. En noviembre de 2018 se vendieron la totalidad de las acciones.

- Sierrita Gas Pipeline LLC. Fue constituida el 24 de junio de 2013, su actividad principal es el desarrollo proyectos de infraestructura de transporte de gas en Estados Unidos de América. La inversión está valuada por método de participación.

- Frontera Brownsville, LLC. A partir del 1 de abril de 2011, PMI SUS llevó a cabo un acuerdo conjunto, con TransMontaigne Operating Company L.P para tomar Frontera Brownsville (TransMontaigne). Dicha compañía fue constituida en Delaware, Estados Unidos de América, para poseer y operar ciertas instalaciones para el almacenamiento, acabado y limpieza de productos derivados del petróleo. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.

- Texas Frontera, LLC. Fue constituida el 27 de julio de 2010, su actividad principal es el arrendamiento de tanques para el almacenamiento de producto refinado. PMI SUS, dueña del 50% de las acciones de la compañía, llevó a cabo un acuerdo conjunto con Magellan OLP, L.P., mediante el cual participan en los beneficios y pérdidas de manera proporcional a su inversión. La Compañía tiene siete tanques con capacidad de 120,000 barriles cada uno. Este acuerdo se contabiliza bajo el método de participación.

- CH4 Energía, S. A. Fue constituida el 21 de diciembre de 2000, su actividad principal es la compra – venta de gas natural y todas las actividades relacionadas con la comercialización de dicho producto, así como su transporte y distribución en la zona del valle de Toluca. La inversión está valuada por método de participación.

- Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V. fue constituida el 12 de agosto de 1999, está a cargo del uso y aprovechamiento de las áreas de agua y terrenos del dominio público de la Federación que se localizan en el recinto portuario respectivo, así como la prestación de los servicios portuarios conexos. La inversión está valuada vía método de participación.

- PMV Minera, S. A. de C. V. Fue constituida el 1 de octubre del 2014, su actividad principal es la extracción y venta de salmuera. La inversión está valuada vía método de participación. En noviembre de 2018 se vendieron la totalidad de las acciones.

- Ductos el Peninsular S.A.P.I. de C.V. Fue constituida el 22 de septiembre de 2014, su actividad principal es la construcción y operación del sistema integral de transportación y almacenamiento de productos petrolíferos en la Península de Yucatán.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(15) Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto-

	Plantas	Equipo de Perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción (1)	Terrenos	Activos improductivos	Otros activos fijos	Total
INVERSIONES													
Saldos al 1 de enero de 2017	$ 758,446,110	23,269,116	460,145,428	1,318,822,917	62,743,033	322,704,205	50,746,687	15,442,845	207,414,148	44,571,618	-	491,506	3,268,797,613
Adquisiciones	10,018,030	418,283	7,054,793	14,937,882	802,300	7,811,374	1,183,679	284,445	51,410,469	58,563	-	-	93,979,818
Reclasificaciones	3,146,955	-	(53,349)	-	98,245	(10,199,213)	(96,899)	(75,674)	(812,943)	(560)	-	4,072,464	(3,920,974)
Capitalizaciones	43,033,864	-	21,357,074	36,564,811	1,265,246	8,677,765	30,879	3,746,395	(114,700,828)	29,248	-	(4,454)	-
(Deterioro) Reversa	(48,020,616)	-	2,226,771	(83,236,991)		(15,564,190)	-	-	(6,849,534)	-	-	-	(151,444,560)
Bajas	(10,598,983)	(244,283)	(8,862,541)	(19,340,709)	(208,353)	-	(806,694)	(226,375)	(6,724,930)	(112,170)	-	(4,440,864)	(51,565,902)
Saldos al 31 de diciembre de 2017	756,025,360	23,443,116	481,868,176	1,267,747,910	64,700,471	313,429,941	51,057,652	23,171,636	129,736,382	44,546,699	-	118,652	3,155,845,995
Adquisiciones	13,362,218	1,059,027	852,308	38,829,246	329,969	4,956,299	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)	-
(Deterioro) Reversa	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**

(Continua)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Plantas	Equipo de Perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción (1)	Terrenos	Activos improductivos	Otros activos fijos	Total
DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA													
Saldos al 1o. de enero de 2017 $	(360,016,979)	(2,942,575)	(152,365,227)	(850,536,754)	(39,124,631)	(153,161,770)	(36,990,666)	(5,916,763)	-	-	-	-	(1,601,055,365)
Depreciación y amortización	(45,709,123)	(2,198,867)	(15,095,115)	(74,673,473)	(1,906,164)	(13,192,369)	(2,890,563)	(1,038,839)	-	-	-	-	(156,704,513)
Reclasificaciones	2,799,244	-	(72,841)	-	(69,236)	1,146,904	102,375	14,532	-	-	-	-	3,920,978
Bajas	8,902,711	127,458	7,573,769	16,810,591	59,022	-	805,916	222,764	-	-	-	-	34,502,231
Saldos al 31 de diciembre de 2017	(394,024,147)	(5,013,984)	(159,959,414)	(908,399,636)	(41,041,009)	(165,207,235)	(38,972,938)	(6,718,306)	-	-	-	-	(1,719,336,669)
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)**
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2017$	**362,001,213**	**18,429,132**	**321,908,762**	**359,348,274**	**23,659,462**	**148,222,706**	**12,084,714**	**16,453,330**	**129,736,382**	**44,546,699**	**-**	**118,652**	**1,436,509,326**
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre de 2018$	**374,667,268**	**14,082,484**	**247,971,910**	**405,855,977**	**21,920,907**	**146,651,175**	**9,858,664**	**7,740,902**	**129,352,513**	**44,351,625**	**-**	**32,659**	**1,402,486,084**
Tasa de depreciación	3 a 5%	5%	2 a 7%	-	3 a 7%	4%	3 a 10%	4 a 20%	-	-	-	-	-
Vida útil estimada en años	20 a 35	20	15 a 45	-	33 a 35	25	3 a 10	5 a 25	-	-	-	-	

(1) Principalmente se integra por los conceptos de Pozos, Ductos y Plantas

(Continúa)

a. Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, el costo financiero identificado con activos fijos que se encontraban en etapa de construcción o instalación y que fue capitalizado como parte del valor de los activos fijos fue de $2,198,191, $3,060,963 y $3,667,752, respectivamente.

b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, registradas en los costos y gastos de operación ascendieron a $153,382,040, $156,704,513 y $150,439,491, respectivamente, las cuales incluyen $983,438, $850,015 y $1,698,312, respectivamente de costos de abandono y taponamiento.

c. Por lo que se refiere a la reserva para abandono de pozos (taponamiento) por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, asciende a $84,050,900 y $68,797,600 y se presenta en la provisión de gastos de taponamiento de pozos (ver nota 21).

d. Las adquisiciones de activos fijos incluyen traspasos en 2018 y 2017 de la cuenta de pozos no asignados a una reserva por $6,726,769 y $16,440,645, respectivamente (ver nota 16) y así como la transferencia de $4,652,314 de activos no financieros mantenidos para la venta en 2017.

e. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX reconoció una reversa de deterioro y un deterioro neto por $21,418,997 y $(151,444,560), respectivamente. El deterioro, neto, y/o reversa neta de deterioro se presenta en un rubro por separado en el estado consolidado del resultado integral.

Estos montos se integran como se explica a continuación:

i. El deterioro neto reconocido en 2018 se integra como se muestra a continuación:

		(Deterioro)	Reversa de deterioro	Reversa (Deterioro neto)
Pemex Logística	$	(40,288,338)	-	(40,288,338)
Pemex Fertilizantes		(2,246,264)	-	(2,246,264)
PMI NASA		(1,719,627)	-	(1,719,627)
Pemex Exploración y Producción		(63,252,635)	128,266,251	65,013,616
Pemex Transformación Industrial		(13,788,470)	14,448,080	659,610
Total	**$**	**(121,295,334)**	**142,714,331**	**21,418,997**

Unidad generadora de efectivo Pemex Logística

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex Logística reconoció un deterioro en la UGE ductos por $40,288,338, debido principalmente a (i) una proyección de flujos de ingresos con una variación a la baja respecto a la proyección al cierre de 2017 del orden de 46%, al pasar de ingresos promedio anual de $47,219,903 al cierre de 2017 a $25,271,404 al cierre de diciembre 2018; a (ii) un incremento en el costo de pérdidas no operativas del 40%, al pasar de un promedio anual de $18,067,730 al cierre de 2017 a $25,226,769 al cierre de 2018. Lo anterior compensado por (iii) una disminución en costos directos de operación de 58%, al pasar de costos promedio anual al cierre de 2017 por $16,485,969 a $6,880,967 al cierre de 2018, así como en (iv) una baja en la tasa de descuento al pasar de 15.41% al cierre de 2017 al 13.55% al cierre de 2018.

El importe recuperable de los activos al 31 de diciembre de 2018, corresponde a los flujos descontados a la tasa del 13.55%, siendo los valores de recuperación los siguientes:

		31 de diciembre de 2018
TAD, TDGL, TOMS (Terminales de Almacenamiento)	$	92,772,003
Transporte Terrestre (Pipas blancas)		445,377
Logística Primaria		111,941,265
Total	**$**	**205,158,645**

Unidades generadoras de efectivo de Pemex Fertilizantes

Las unidades generadoras de efectivo son las plantas las cuales son utilizadas para la producción de amoniaco.

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. La tasa de descuento utilizada fue de 8.92%.

Al 31 de diciembre de 2018 se incluyen $(2,246,264), por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por las Unidades Generadoras de Efectivo mencionadas anteriormente.

Unidad generadora de efectivo PMI NASA

Al 31 de diciembre de 2018, PMI NASA reconoció un deterioro de $(1,719,627), debido al desuso del Flotel Cerro de la Pez, como consecuencia de la reducción en el desarrollo de proyectos en los últimos meses. Dicho deterioro se determinó comparando el desembolso que se tendría que realizar para adquirir un flotel con las características similares comparado contra el avalúo que realizó una compañía especializada del mencionado flotel.

Unidad generadora de efectivo de Pemex Exploración y Producción

Al 31 de diciembre de 2018, Exploración y Producción reconoció una recuperación neta de deterioro por $65,013,616 debido principalmente a: (i) un anticipo en los perfiles de producción en el proyecto Cantarell por un replanteamiento de metas físicas correspondientes al periodo de 2024 a 2029 originando un efecto de recuperación neta por $98,673,388. Este replanteamiento de las metas físicas planeadas en el cuarto trimestre del ejercicio 2018 fueron proyectadas con una tasa de descuento del 7.03% y una tasa de impuesto del 30 % (mercado observable) sobre la utilidad operativa en un límite económico de 25 años. Las tasas antes referidas permitieron un mayor importe recuperable en el flujo de efectivo con respecto al flujo de efectivo realizado el 31 de diciembre de 2017, debido a que este último aplicó una tasa de descuento del 14.40% que incluye el costo de financiamiento y la piramidación de los impuestos y derechos observables en empresas similares, incluido el Derecho por la Utilidad Compartida- DUC; y ii) derivado de la aplicación en el cuarto trimestre de la tasa de descuento e impuesto (mercado observable), se generó un beneficio neto en la mayoría de los proyectos con respecto al ejercicio anterior destacando el Proyecto Aceite Terciario del Golfo por $29,592,863. Dichos efectos fueron contrarrestados por (iii) un deterioro neto de $63,252,635, destacando los proyectos de Aguas Someras 2 por $58,318,030 focalizados en los siguientes proyectos: "Crudo 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.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Exploración y Producción son proyectos de inversión que agrupan campos productores que tienen asociadas reservas de hidrocarburos con categoría 1P – reservas probadas. Estos campos productores de hidrocarburos contienen diversos grados de poder calorífico (API) integrados por un conjunto de pozos y se encuentran apoyados por activos fijos asociados directamente a la producción, como son ductos, instalaciones de producción, plataformas marinas, equipo especializado y maquinaria.

Cada proyecto representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos para estar en posibilidades de determinar los flujos de efectivo a futuro (valor de uso).

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a la extracción de hidrocarburos, se determina el valor presente neto de las reservas utilizando las siguientes premisas:

Precio promedio de petróleo	58.02 USD/bl
Precio promedio de gas	4.89 USD/mpc
Precio promedio de condensados	43.21 USD/bl
Tasa de descuento	7.03% anual

Pemex Exploración y Producción, en apego a las prácticas observadas en la industria, estima el valor de recuperación de los activos determinando su valor de uso, determinando flujos de efectivo asociados a reservas 1P después de impuestos y utilizando una tasa de descuento igualmente después de impuestos.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Durante 2018, PEP llevó a cabo un análisis de la tasa de descuento que se aplicaba a los flujos de efectivo derivado de su actividad en la producción de petróleo y gas en el mercado nacional e internacional, sujetándose a las condiciones de los precios internacionales para valorar su producción de reservas.

En el ejercicio 2017, Pemex Exploración y Producción utilizó para el cálculo del valor de uso flujos de efectivo asociados a reservas 1P antes de impuestos y una tasa de descuento igualmente antes de impuestos, la cual se basó en un costo promedio ponderado de capital después de impuestos piramidada por una ponderación entre la tasa corporativa de impuestos de 30%, y de la mediana de la tasa de impuestos y derechos de extracción sobre hidrocarburos de países con condiciones similares a los yacimientos de México, siendo para este ejercicio del 57%.

Como parte del análisis, en 2018 se observó que la tasa de descuento que actualmente utiliza la industria es una tasa de descuento después de impuestos, por lo que PEP, siguiendo las prácticas de mercado, determinó utilizar una tasa después de impuestos y flujos de efectivo después de impuestos. Por lo anterior, PEP comenzó a utilizar la tasa después de impuestos que toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, la tasa de interés incremental de los préstamos contratados por Petróleos Mexicanos, el riesgo país y los riesgos específicos asociados a la industria (la mediana de la beta de empresas del sector de exploración y producción, lo anterior a través del cálculo del Costo Promedio Ponderado de capital. La tasa de descuento se determina independiente de la estructura de capital de PEP, por lo que la construcción del costo promedio ponderado de capital considera la mediana de la proporción de deuda y capital observados para empresas del sector de exploración y producción.

Con las consideraciones antes descritas, la tasa de descuento antes de impuestos utilizada por PEP para el cálculo del valor de uso fue del 7.03%. Con la aplicación de dicha tasa a los flujos de efectivo después de impuestos, se obtuvo una recuperación neta de deterioro de $65,013,616 para el ejercicio 2018.

En el ejercicio 2017 la tasa antes de impuestos ascendía a 14.40%, y de haber utilizado la misma metodología, la tasa de descuento para el ejercicio 2018 hubiera sido de 16.12% (resultado de piramidar la tasa de 7.03%), la cual de haberse aplicado hubiera generado un deterioro neto de $ 958,060.

La producción total pronosticada durante este periodo es de 6,192 mmbpce calculada a un horizonte de 25 años.

En Exploración y Producción para la determinación del importe recuperable de los activos fijos se utilizan las reservas probadas (1P) con precios estimados a largo plazo. El monto recuperable de cada activo es el valor en uso.

Unidades Generadoras de efectivo que integran Pemex Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex Transformación Industrial reconoció una reversa neta de deterioro de $ 659,610.

La reversa neta de deterioro se produjo en las siguientes unidades que se muestran en la hoja siguiente generadoras de efectivo.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Refinería Minatitlán	$	14,448,080
Reversa de deterioro		14,448,080
Refinería Salina Cruz		(7,955,528)
Refinería Tula		(5,099,635)
Refinería Madero		(733,307)
Deterioro		(13,788,470)
Reversa de deterioro, neto	**$**	**659,610**

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex Transformación Industrial reconoció una reversa de deterioro debido a (i) un incremento en el proceso de las Refinerías y centros procesadores de gas debido a la importación de crudo y una mayor oferta de gas húmedo; (ii) la apreciación del peso respecto al dólar que pasó de $ 19.7867 al 31 de diciembre de 2017 a $19.6829 al 31 de diciembre de 2018, (iii) una disminución en la tasa de descuento en las unidades generadoras de efectivo de la línea de refinados y gas de 0.1%, petroquímicos de 8.1%, y (iv) un aumento en los gastos de mantenimiento capitalizables en la línea de refinados y petroquímicos así como una disminución en la línea Gas.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Transformación Industrial son los centros procesadores que se agrupan de acuerdo con sus tipos de procesos en refinerías, complejos procesadores de gas y centros petroquímicos, estos centros producen distintos tipos de productos terminados para venta directa al cliente o productos intermedios que podrían ser procesados por el mismo negocio en otra de sus unidades generadoras de efectivo por un tercero. Cada centro de proceso de Transformación Industrial representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos para estar en posibilidades de determinar los flujos de efectivo a futuro (valor de uso).

La elaboración de los flujos se efectuó con base en los planes de negocio de la empresa, sus programas operativos financieros, los pronósticos de precios futuros de los productos relacionados al proceso de las unidades generadoras de efectivo, sus programas presupuestales y a diversos modelos estadísticos que consideran información histórica de los procesos y las capacidades de los distintos centros de proceso.

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a las Unidades Generadoras de Efectivo de Pemex Transformación Industrial el valor neto de los flujos de efectivo se determinó con base en los siguientes supuestos:

	Refinación	**Gas**	**Petroquímicos**
Precio promedio del crudo	53.98 usd	N.A.	N.A.
Volumen procesado	680 mbd	2,717 mmpcd de gas húmedo	Variable debido a que los insumos de carga son diversos
Tipo de cambio	$19.6829 mxp/usd	$19.6829 mxp/usd	$19.6829 mxp/usd
Vida útil de las UGE's	Promedio 14 años	Promedio 8 años	Promedio 7 años
Tasa de descuento	11.52% anual	10.22% anual	8.92% annual
Periodo*	2019-2034	2019-2027	2019-2026

(*) Los primeros 5 años son proyectados y a partir del 6to año se estabiliza.

(Continúa)

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. Al 31 de diciembre de 2018, el valor de uso por cada una de las unidades generadoras de efectivo que presentan deterioro o reversa son los siguientes:

Refinería Minatitlán	$	54,846,565
Refinería Madero		21,083,328
Refinería Salina Cruz		9,428,152
Refinería Tula		39,429,897
Total	**$**	**124,787,942**

ii. El deterioro neto reconocido en 2017 se integra como se muestra a continuación:

		(Deterioro)	Reversa de deterioro	Reversa (Deterioro neto)
Exploración y Producción	$	(129,350,315)	-	(129,350,315)
Transformación Industrial		(19,751,882)	3,799,790	(15,952,092)
AGRO		(4,206,653)	-	(4,206,653)
Fertilizantes		(1,935,500)	-	(1,935,500)
Total	**$**	**(155,244,350)**	**3,799,790**	**(151,444,560)**

Unidad generadora de efectivo Exploración y Producción

Al 31 de diciembre de 2017, Exploración y Producción reconoció un deterioro de $ (129,350,315) debido principalmente a (i) diferimiento de la inversión de desarrollo en los primeros 5 años del horizonte económico en las reservas probadas, lo que ocasionó una disminución en la producción y en consecuencia en los ingresos, así como la recategorización de parte de la reserva probada a probable, esto fue consecuencia de los ajustes del presupuesto en la inversión estratégica. Los proyectos que reportaron principalmente estos efectos fueron: Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermúdez, Tzimin Xux; mientras que en los Proyectos Burgos y Lakach, (ii) los flujos de efectivo no fueron suficientes para cubrir el valor de la inversión como resultado de la depreciación del dólar frente al peso en un 4.3% al pasar de un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2016 de $ 20.6640 a un tipo de cambio de $ 19.7867 al 31 de diciembre de 2017, dichos flujos son determinados en dólares y posteriormente son convertidos a pesos utilizando el tipo de cambio a la fecha de reporte. Adicionalmente los siguientes factores contribuyeron al reconocimiento del deterioro (iii) un incremento en la tasa de descuento de 0.3%; (iv) una disminución en los precios forward de petróleo crudo de 7.2%, el cual pasó de 60.24 usd/bl en 2016 a 55.89 usd/bl en 2017. Por lo que corresponde al proyecto Macuspana, el principal factor del deterioro fue la declinación natural a través del consumo de su producción.

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Exploración y Producción son proyectos de inversión que agrupan campos productores que tienen asociadas reservas de hidrocarburos con categoría 1P – reservas probadas. Estos campos productores de hidrocarburos contienen diversos grados de poder calorífico (API) integrados por un conjunto de pozos y se encuentran apoyados por activos fijos asociados directamente a la producción, como son ductos, instalaciones de producción, plataformas marinas, equipo especializado y maquinaria.

Cada proyecto representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos para estar en posibilidades de determinar los flujos de efectivo a futuro (valor de uso).

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a la extracción de hidrocarburos, se determina el valor presente neto de las reservas utilizando las siguientes premisas:

Precio promedio de petróleo	55.89 USD/bl
Precio promedio de gas	4.92 USD/mpc
Precio promedio de condensados	38.33 USD/bl
Tasa de descuento	14.40% anual

La producción total pronosticada durante este periodo es de 7,091 mmbpce calculada a un horizonte de 25 años.

En Exploración y Producción para la determinación del importe recuperable de los activos fijos se utilizan las reservas probadas (1P) con precios estimados a largo plazo. El monto recuperable de cada activo es el valor en uso.

Unidades Generadoras de efectivo que integran Transformación Industrial

Al 31 de diciembre de 2017, Pemex Transformación Industrial reconoció un deterioro neto de $ (15,952,092).

El deterioro neto se produjo en las siguientes unidades generadoras de efectivo:

Refinería Minatitlán	$	(5,691,005)
Refinería Madero		(8,480,880)
Refinería Salina Cruz		(5,579,997)
Total activos deteriorados		(19,751,882)
Centro Petroquímico Cangrejera		3,565,355
Centro Petroquímico Independencia		112,292
Centro Procesador de Gas Arenque		57,039
Centro Procesador Matapionche		65,104
Reversa de deterioro		3,799,790
Deterioro neto	**$**	**(15,952,092)**

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

El deterioro fue debido a (i) un aumento en la cuota en los precios de venta de los productos por las tarifas de transporte, (ii) un incremento en el procesamiento de gas húmedo debido a mayores importaciones de este producto y la redistribución de la oferta por parte de Pemex Exploración, (iii) el incremento en los precios de los productos como resultado de su liberación en 2017, (iv) una disminución en la tasa de descuento en las unidades generadoras de efectivo refinados, gas y petroquímicos de 4.4%, 4.5% y 5.6% respectivamente, (v) un aumento en los gastos de mantenimiento capitalizables en la línea de refinados y (vi) la apreciación del peso respecto al dólar que pasó de $ 20.6640 al 31 de diciembre de 2016 a $ 19.7867 al 31 de diciembre de 2017.

Las unidades de generadoras de efectivo en Pemex Transformación Industrial son centros procesadores que se agrupan de acuerdo a sus tipos de procesos en refinerías, complejos procesadores de gas y centros petroquímicos, estos centros producen distintos tipos de productos terminados para venta directa al cliente o productos intermedios que podrían ser procesados por el mismo negocio en otra de sus unidades generadoras de efectivo por un tercero. Cada centro de proceso de Transformación Industrial representa la unidad mínima donde se pueden concentrar los ingresos potenciales, la asociación directa con los costos y gastos para estar en posibilidades de determinar los flujos de efectivo a futuro (valor de uso).

La elaboración de los flujos se efectuó con base en los planes de negocio de la empresa, sus programas operativos financieros, los pronósticos de precios futuros de los productos relacionados al proceso de las unidades generadoras de efectivo, sus programas presupuestales y a diversos modelos estadísticos que consideran información histórica de los procesos y las capacidades de los distintos centros de proceso.

Para determinar el valor en uso de los activos de larga duración asociados a las Unidades Generadoras de Efectivo de Pemex Transformación Industrial el valor neto de los flujos de efectivo se determinó con base en los siguientes supuestos:

	Refinación	**Gas**	**Petroquímicos**
Precio promedio del crudo	51.30 usd	N.A.	N.A.
Volumen procesado	767 mbd	3,085 mmpcd de gas húmedo	Variable debido a que los insumos de carga son diversos
Tipo de cambio	$ 19.7867 mxp/usd	$ 19.7867 mxp/usd	$ 19.7867 mxp/usd
Vida útil de las UGE's	Promedio 16 años	Promedio 9 años	Promedio 6 años
Tasa de descuento	11.53% anual	10.24% anual	9.71% anual
Periodo	2018-2034	2018-2029	2016-2024

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. Al 31 de diciembre de 2017, el valor de uso por cada una de las unidades generadoras de efectivo que presentan deterioro o reversa son los que se muestran en la hoja siguiente.

(Continúa)

Refinería Minatitlán	$	32,531,925
Refinería Madero		11,420,952
Refinería Salina Cruz		12,051,597
Centro Petroquímico Cangrejera		17,544,825
Centro Petroquímico Independencia		3,146,413
Centro Procesador de Gas Arenque		1,283,201
Centro Procesador Matapionche		1,074,729
Total	**$**	**79,053,642**

Pro-Agroindustria, S. A. de C. V.

En Pro-Agroindustria, S. A. de C. V. se reconoció un deterioro en el valor de los activos por $ (4,206,653), correspondiente a las plantas de ácido nítrico, nitrato de amonio y UAN 32, que fueron adquiridas y cuya rehabilitación no ha iniciado. Por los compromisos financieros de esta compañía para los próximos cinco años, no se podrá desarrollar un plan alternativo para rehabilitar estos activos ociosos.

Unidades generadoras de efectivo que integran Fertilizantes

Las unidades generadoras de efectivo son las plantas las cuales son utilizadas para la producción de amoniaco.

El importe recuperable de los activos es el valor de uso. Para la determinación de los flujos de efectivo se consideraron los volúmenes a producir y las ventas a realizar. El valor de uso de las plantas que presentaron deterioro fue de $2,744,600. La tasa de descuento utilizada fue de 9.71%.

Por el periodo terminado al 31 de diciembre de 2017 se incluyen $(1,935,500), por concepto de deterioro de los activos de larga duración originado por las Unidades Generadoras de Efectivo mencionadas anteriormente. El deterioro se presenta en un rubro por separado en el estado consolidado del resultado integral.

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

En febrero de 2015 se contrataron bajo el esquema de arrendamiento financiero, 2 plataformas marinas con un horizonte de pago de 10 años.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los activos adquiridos a través de arrendamiento capitalizable se integran como se menciona a continuación:

		31 de diciembre de	
		2018	**2017**
Inversión en buque tanques y equipo de perforación	$	7,963,262	11,142,197
Menos depreciación acumulada		(886,946)	(1,696,089)
	$	**7,076,316**	**9,446,108**

(Continúa)

El pasivo por los activos antes mencionados es pagadero en el periodo que termina el 31 de diciembre de 2018, como se muestra a continuación:

Años		Pesos		US$
2019	$	1,255,105	US$	63,766
2020		1,186,253		60,268
2021		1,186,253		60,268
2022		1,186,253		60,268
2023		1,186,253		60,268
2024 y posteriores		892,218		45,330
		6,892,335		350,168
Menos intereses no devengados a corto plazo		251,768		12,791
Menos intereses no devengados a largo plazo		587,287		29,837
Total arrendamiento capitalizable		6,053,280		307,540
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)		934,546		47,480
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	**$**	**5,118,734**	**US$**	**260,060**

El gasto por intereses sobre arrendamiento capitalizable, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 fue de $301,449, $418,883 y $500,654, respectivamente.

PEMEX realiza actividades de exploración y extracción a través de Contratos de Exploración y Extracción (CEE). Los CEE son adjudicados de manera individual, en consorcio o asociación en participación con base en lineamientos aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y se clasifican en:

- Contratos de Producción Compartida;
- Contratos de Utilidad Compartida;
- Contratos de Licencia; y
- Contratos de Servicios.

Los CEE al 31 de diciembre de 2018 son:

a. Contratos de producción compartida-

El objeto de los contratos de producción compartida es la ejecución de actividades petroleras, entre México, a través del Ejecutivo Federal por conducto de la CNH y por otra parte el contratista, como contratista del área contractual, a su exclusivo costo y riesgo, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la Industria y los términos y condiciones del contrato, a cambio de recibir las contraprestaciones en favor del contratista.

(Continúa)

- Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 2 Tampico Misantla, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción y DEA Deutsche Erdoel México, S. de R. L. de C. V. (operador) y Compañía Española de Petróleos, S. A. U. (obligado solidario). El objetivo de este contrato es la ejecución de actividades petroleras bajo el esquema de contratos de producción compartida, por el contratista como contratista del área contractual a su exclusivo costo y riesgo, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la Industria y los términos y condiciones del contrato, a cambio de recibir las contraprestaciones en favor del contratista. Pemex Exploración y Producción y DEA tienen una participación de 50% para cada uno. La condición de operador estará a cargo de Pemex Exploración y Producción.

- Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 8 Cuencas del Sureste, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (operador), EPC Hidrocarburos México, S. A. de C. V. (EPC) y Ecopetrol Global Energy, S. L. U. (obligado solidario). La proporción de participación en la propiedad es del 50% para Pemex Exploración y Producción y 50% para EPC.

- Área Contractual 16 de Tampico Misantla, otorgado al consorcio, DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V. como operador y como socios Pemex Exploración y Producción y CEPSA 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% CEPSA 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 CEPSA 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% CEPSA 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 CEPSA 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% CEPSA E.P. México S. de R.L. de C.V.

- Área Contractual 29 de Cuencas del Sureste, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.

- Area Contractual 32 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.

- Área Contractual 33 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.

- Area Contractual 35 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.

(Continúa)

- Área contractual Ek-Balam, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.

- Área contractual Santuario y El Golpe, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Petrofac México, S. A. de C. V. (operador). La proporción de participación en la propiedad es del 64% para Pemex Exploración y Producción y 36% para Petrofac.

- Área contractual Misión, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Servicios Múltiples de Burgos, S. A. de C. V. (operador). La proporción de participación en la propiedad es del 51% para Pemex Exploración y Producción y 49% para Servicios Múltiples de Burgos.

- Contrato correspondiente al área contractual Ébano, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. (operador) y D&S Petroleum S.A. de C.V., (socio). La proporción de participación en la propiedad, es del 54.99 % para DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., 45% para Pemex Exploración y Producción, y 0.01% D&S Petroleum S.A. de C.V.

b. Contratos de licencia-

La naturaleza de la relación del contrato es la ejecución de actividades petroleras, bajo la modalidad de contratación de licencia, en virtud del cual se otorga al contratista el derecho de explorar y extraer a su exclusivo costo y riesgo los hidrocarburos propiedad de la Nación, quién deberá cumplir con las obligaciones derivadas del contrato en nombre y representación de cada una de las empresas firmantes en el área contractual de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la industria y los términos y condiciones del contrato. El Contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los Hidrocarburos Producidos, siempre que, conforme a los términos del Contrato, se encuentre al corriente en el pago de las Contraprestaciones al Estado.

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas conformado por Inpex E&P México, S. A. de C. V., (operador), Chevron Energía de México, S. de R. L. de C. V. y Pemex Exploración y Producción (socios), en el área contractual 3 "Cinturón Plegado Perdido". Chevron, Pemex Exploración y Producción e Inpex tienen una participación de 37.50%, 27.50% y 35.00%, respectivamente en este proyecto y cada una de las empresas será solidariamente responsable del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones del contratista conforme a este contrato independientemente de su interés de participación.

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Plegado Perdido Bloque 2, otorgado al consorcio Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. es del 50.00% cada uno.

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Plegado Perdido Bloque 5, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Contractual 18, Cordilleras Mexicanas, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.

(Continúa)

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en el área Contractual 22, Cuenca Salina celebrado entre las empresas Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V (operador) e Inpex E&P México, S.A. de C.V. y Pemex Exploración y Producción (socios). La participación por parte de Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V (37.50%), Inpex E&P México, S.A. de C.V. (35%) y Pemex Exploración y Producción (27.50%).

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos correspondiente al área contractual Trion conformado por BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R. L. de C. V. (operador) y PEP. BHP obtuvo el 60% del área contractual, mientras que Pemex Exploración y Producción obtuvo el 40% y cada una de las empresas firmantes será solidariamente responsable del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones del contratista.

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Cárdenas Mora, conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), Petrolera Cárdenas Mora, S. A. P. I. de C. V. (operador) y Cheiron Holdings Limited (obligado solidario). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y Petrolera Cárdenas Mora es de 50% cada uno.

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Ogarrio, conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), Deustche Erdoel México, S. de R. L. de C. V. (operador) y DEA Deutsche Erdoel, A. G. (obligado solidario). La participación por parte de Pemex Exploración y Producción y DEA Erdoel es de 50% cada uno.

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Miquetla, conformado por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La participación por parte de Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. es de 51% y Pemex Exploración y Producción 49%.

Algunos CEE son operados a través de acuerdos de operación conjunta, los cuales PEMEX reconoce en sus estados financieros, los derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, así como los ingresos y gastos relacionados con estos acuerdos.

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus 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	***EK / Balam***	***Bloque 2***	***Bloque 8***	***Bloque 16***	***Bloque 17***	***Bloque 18***	***Bloque 29***	***Bloque 32***	***Bloque 33***	***Bloque 35***	***Santuario El Golpe***	***Misión***	***Ébano***
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 (perdida) 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 administracion	129,451	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (perdida) 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	-	54,617	112,592	-	-	-	-	10,578	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar	11,698,071	27,376	27,189	874	927	-	-	-	35,454	3,701	1,308,008	669,805	335,434
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**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,022,923**	**2,210,968**	**406,075**
Proveedores	1,466,286	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35,984	-
Impuestos y derechos por pagar	3,980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,066,563**	**2,298,744**	**417,561**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Contratos de Licencia							
Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2018	***Bloque 3***	***Bloque 2***	***Bloque 5***	***Bloque 18***	***Bloque 22***	***Cárdenas Mora***	***Ogarrio***	***Miquetla***
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	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2,617,304**	**2,197,303**	**26,382**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Producción compartida				Licencia	
Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2017	***EK / Balam***	***Bloque 2***	***Bloque 8***	***Trion***	***Bloque 3***	***Total***
Ingresos:						
Ventas netas	7,009,464	-	-	-	-	7,009,464
	5,447,95		4,84			
Costo de ventas	5	5,953	5	-	511	5,459,264
Rendimiento (pérdida) bruto	1,561,509	(5,953)	(4,845)		(511)	1,550,200
Otros ingresos (gastos), neto	4,852	-	-	-	-	4,852
Gastos de administración						
	34,338	-	-	-	-	34,338
Rendimiento (pérdida) de operación	1,532,023	(5,953)	(4,845)	-	(511)	1,520,714
Impuestos, derechos y otros						
	158,347	-	-	-	-	158,347
Rendimiento (pérdida) neto	**1,373,676**	**(5,953)**	**(4,845)**	**-**	**(511)**	**1,362,367**
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	20	25	-	-	45
Cuentas por cobrar						
	-	1,013	1,804	-	327	3,144
Total activo circulante	-	1,033	1,829	-	327	3,189
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	14,869,906	-	-	4,498,234	1,107,311	20,475,451
Total del activo	**14,869,906**	**1,033**	**1,829**	**4,498,234**	**1,107,638**	**20,478,640**
Proveedores	796,300	-	-	-	-	796,300
Impuestos y derechos por pagar	973	-	-	-	-	973
Otros pasivos circulantes						
	4,391	1,809	2,369	-	-	8,569
Total pasivo circulante						
	801,664	1,809	2,369	-	-	805,842
Total del pasivo	**801,664**	**1,809**	**2,369**	**-**	**-**	**805,842**
Patrimonio (déficit), neto	**14,068,242**	**(776)**	**(540)**	**4,498,234**	**1,107,638**	**19,672,798**

(Continúa)

(16) Activos intangibles-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo de los activos intangibles equivale a $13,720,540 y $14,678,640, el concepto principal corresponde a:

a. Pozos no asignados a una reserva-

		31 de diciembre de	
		2018	**2017**
Pozos no asignados a una reserva:			
Saldo al inicio del periodo	$	9,088,563	8,639,242
Incrementos en obras en construcción		20,352,351	20,553,952
Deducciones contra gastos		(12,934,906)	(3,663,986)
Deducciones contra activo fijo		(6,726,769)	(16,440,645)
Saldo al final del periodo	**$**	**9,779,239**	**9,088,563**

Adicionalmente PEMEX reconoció los gastos referentes a pozos no exitosos directamente en el estado consolidado del resultado integral por $2,508,180 y $2,500,638 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

b. Otros activos intangibles-

		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	

(Continúa)

		Derechos de vía y paso	Licencias	Gastos de exploración, evaluación de activos y concesiones	Total
Costo					
Saldo al inicio de 2017	$	$ 2,311,743	2,990,011	1,940,316	7,242,070
Adiciones		-	589,918	267	590,185
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera		-	6,624	-	6,624
	$	2,311,743	3,586,553	1,940,583	7,838,879
Amortización					
Saldo al inicio de 2017	$	(179,312)	(1,150,473)	(636,573)	(1,966,358)
Gasto por amortización		-	(250,970)	(30,026)	(280,996)
Efecto de diferencias en tipo de cambio de moneda extranjera		-	-	(1,448)	(1,448)
		(179,312)	(1,401,443)	(668,047)	(2,248,802)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**$**	**2,132,431**	**2,185,110**	**1,272,536**	**5,590,077**
Vidas útiles		23 años	1 a 3 años	Hasta 36 años	

(17) Documentos por cobrar al Gobierno Federal y otros activos-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los documentos por cobrar se integran como sigue:

a. Documentos por cobrar a largo plazo-

		31 de diciembre de	
		2018	2017
Documentos por cobrar al Gobierno Federal	$	118,827,894	147,274,076
Otras cuentas por cobrar a largo plazo [1]		1,000,704	1,218,833
Documentos por cobrar a largo plazo	**$**	**119,828,598**	**148,492,909**

[1] Principalmente corresponde al derecho de cobro IVA derivado del contrato de factoraje financiero sin recurso entre Pemex Logística y Banco Interacciones, S.A.

Documentos por cobrar al Gobierno Federal

		31 de diciembre de	
		2018	**2017**
Porción a largo plazo de los documentos por cobrar al Gobierno Federal	$	156,981,745	149,796,282
Menos: porción circulante de los documentos por cobrar al Gobierno Federal[2]		38,153,851	2,522,206
	$	**118,827,894**	**147,274,076**

[2] Corresponde a la porción circulante de los pagarés N°3 y del 21° al 26°-A, más los rendimientos por cobrar que vencerán en 2019 (Nota 30).

El 24 de diciembre de 2015, la SHCP publicó en el Diario Oficial de la Federación las "Disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias". Estas disposiciones establecen los términos, condiciones y mecanismos de financiamiento y pago mediante los cuales la SHCP asumirá parte de los pagos relacionados con los planes de pensiones y retiro. Un experto independiente revisó el cálculo, la metodología usada y toda la información proporcionada para tales efectos por PEMEX.

De acuerdo con las disposiciones mencionadas y previas a la finalización de la revisión del experto mencionado, el 24 de diciembre de 2015, el Gobierno Federal emitió a través de la SHCP, un pagaré provisional no negociable por $50,000,000 con vencimiento el 31 de diciembre de 2050. El pagaré devengaba una tasa de interés de 6.93% anual. Al 31 de diciembre de 2015, este título se reconoció como un documento por cobrar a largo plazo, una vez concluida la revisión del experto nombrado por la SHCP.

El 5 de agosto de 2016, Petróleos Mexicanos recibió pagarés emitidos por el Gobierno Federal por $184,230,586, a su valor de descuento al 29 de junio de 2016, como parte de la asunción de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación de Petróleos Mexicanos y las Entidades Subsidiarias, a cambio del pagaré de $50,000,000 entregado a Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015. El 15 de agosto de 2016, Petróleos Mexicanos intercambió $47,000,000 de estos pagarés por títulos de deuda del Gobierno Federal a corto plazo, conocidos como Bonos de Desarrollo del Gobierno Federal (Bondes D). Petróleos Mexicanos vendió dichos Bondes D a instituciones de la Banca de desarrollo a precios de mercado.

PEMEX reconoció un incremento en el patrimonio por $135,439,612 como resultado del valor de descuento de $ 184,230,586 de los pagarés al 29 de junio de 2016, menos $50,000,000 del pagaré recibido por Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015, más $1,209,026 en el incremento del valor de descuento de los pagarés del 29 de junio de 2016 al 15 de agosto de 2016, fecha en que fueron recibidos los mismos (ver nota 24).

(Continúa)

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los pagarés emitidos por el Gobierno Federal no son negociables y tienen un valor actualizado de $156,981,745 y $149,796,282, respectivamente. PEMEX tiene la intención de conservarlos hasta su vencimiento. Estos pagarés serán convertidos en efectivo anualmente de acuerdo con su valor de descuento a su vencimiento desde 2018 hasta 2042 y con tasas de rendimiento que van del 5.14% a 7.04% como se muestra a continuación:

Número de pagarés	Vencimiento	Tasa de rendimiento		Monto del Principal (valor de descuento)
7[3]	2019	5.14% a 7.04%	$	38,153,851
1	2020	5.39%		4,663,037
1	2021	5.57%		5,534,162
1	2022	5.74%		6,142,562
1	2023	5.88%		6,712,753
5	2024-2028	5.99% a 6.48%		37,123,836
5	2029-2033	6.62% a 6.85%		37,522,297
3	2034-2036	6.90% a 7.00%		21,129,247
Total de documentos por cobrar				156,981,745
Menos: porción circulante				38,153,851
Total de documentos por cobrar emitidos por el Gobierno Federal a largo plazo			**$**	**118,827,894**

[3] Incluye el pagaré No. 3 cuyo vencimiento es el 31 de marzo de 2019 a tasa de interés de 5.14%, así como los pagarés del 21 al 26A con vencimiento del 2037 al 2042, a tasas de interés del 6.94% a 7.04% (Nota 30).

Durante el período de enero a diciembre de 2018, los rendimientos devengados de los pagarés ascendieron a $9,737,131 de los cuales $28,818 corresponden a intereses del periodo de 2018 del pagare cobrado el 31 de marzo de 2018, cifra que fue reconocida como ingreso financiero en el estado de resultados integral consolidado.

Las tasas de rendimiento de estos pagarés se mantendrán fijas durante toda su vida. Considerando la calificación crediticia del Gobierno Federal en pesos y la probabilidad de incumplimiento, las pérdidas crediticias esperadas al 31 de diciembre de 2018 son $0.

Al 31 de diciembre de 2018 vencieron 2 pagarés, el primero con vencimiento del 31 de marzo de 2017 por $ 1,562,288 ($ 1,518,932 por el pagare $43,356 por los intereses) y el segundo con vencimiento del 31 de marzo de 2018 por $ 2,551,024 ($2,364,053 por el pagaré y $186,971 por los intereses), mismos que fueron aportados al FOLAPE, 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).

(Continúa)

b. Otros activos-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo de otros activos se integra como sigue:

		31 de diciembre de	
		2018	**2017**
Seguros y fianzas	$	3,591,079	3,089,801
Pagos anticipados		1,114,513	1,593,315
Otros		1,720,218	1,211,984
Total	**$**	**6,425,810**	**5,895,100**

(18) Deuda-

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2018 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 15 de noviembre de 2017, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta $30,000,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta US$6,182,800. PEMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total establecido en dicha Ley de Ingresos de la Federación ($143,000,000 equivalentes a US$7,813,000).

El Consejo de Administración aprobó los términos y condiciones para el cumplimiento de las obligaciones de contratación de deuda pública de Petróleos Mexicanos para el año fiscal 2018, de acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento. Estos términos y condiciones son promulgados de conformidad con los lineamientos aprobados por la SHCP para el ejercicio fiscal 2018.

Posteriormente, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con fundamento en el artículo 13 fracción XXVI de la Ley de Petróleos Mexicanos, aprobó la propuesta global de financiamiento para el ejercicio fiscal 2018.

Durante el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- El 12 de febrero de 2018 Petróleos Mexicanos emitió un bono por US$4,000,000 bajo el Programa de 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%.

(Continúa)

- El 5 de marzo de 2018, Petróleos Mexicanos realizó una oferta de compra de bonos, conforme a la cual compró: (i) US$138,598, con vencimiento en 2019 a tasa de 3.125%; (ii) US$558,644, a una tasa de 5.500% con vencimiento en 2019; (iii) US$91,843, a una tasa de 8.000% con vencimiento en 2019; (iv) US$183,017, a una tasa de 6.000% con vencimiento en 2020; y (v) US$817,303, a una tasa de 3.500% con vencimiento en 2020.

- El 27 de marzo, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito asegurado por un monto de US$181,101 con vencimiento en febrero de 2025, a tasa Libor a 6 meses más 0.70% anual, los recursos fueron dispuestos el 13 de abril de 2018.

- El 16 de abril de 2018, la Emisora incrementó el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US $92,000,000 a US$102,000,000.

- El 24 de mayo de 2018, Petróleos Mexicanos emitió un bono por €3,150,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US$102,000,000 en cuatro tramos: (i) €600,000, a una tasa de 2.500% con vencimiento el 24 de noviembre de 2022; (ii) €650,000, a una tasa variable con vencimiento el 24 de agosto de 2023; (iii) €650,000 a una tasa de 3.625% con vencimiento el 24 de noviembre de 2025; y (iv) €1,250,000, a una tasa de 4.750% con vencimiento el 26 de febrero de 2029.

- El 4 de junio de 2018, Petróleos Mexicanos emitió ₣365,000, a una tasa de 1.750% con vencimiento en diciembre de 2023 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US$102,000,000.

- El 26 de junio de 2018, AGRO refinanció una línea de crédito por US$250,000 por una nueva línea de crédito por el mismo monto, a tasa Libor más 300 puntos base sobre una trimestral y con vencimiento el 26 de diciembre de 2025. Esta línea de crédito está garantizada por Petróleos Mexicanos.

- El 23 de agosto de 2018, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito por un monto de US$200,000, a tasa Libor, con vencimiento en 2023.

- El 23 de octubre de 2018, Petróleos Mexicanos emitió un bono por US$2,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US$102,000,000, con vencimiento en 2029 a una tasa de 6.500%.

- El 9 de noviembre de 2018, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de $9,000,000 con vencimiento en 2023.

- El 30 de noviembre de 2018 Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito asegurado por Sace de Italia por un monto de US$250,000 con vencimiento en 2028, el cual pagará una tasa de interés de Libor a 6 meses más 0.80% anual.

Al 31 de diciembre de 2018, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por US$6,700,000 y $32,500,000, de las cuales están disponibles US$6,400,000 y $26,200,000.

Todas las operaciones de financiamiento fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios (hasta el 13 de julio de 2018, fecha en que se emitió la declaratoria de liquidación, ver Nota 1).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018, PMI HBV (la cual fue reemplazada por HHS después del 31 de julio de 2018 como deudor) obtuvo US$21,449,200 y pagó US$21,099,000 de líneas de crédito revolventes. El monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito al 31 de diciembre de 2017 fue de US$350,000. Al 31 de diciembre de 2018, el monto pendiente de pago fue de US$700,000.

La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2017 publicada, en el Diario Oficial de la Federación, el 17 de noviembre de 2016, establece que se autoriza a Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias un monto de endeudamiento neto interno de hasta $28,000,000 y un monto de endeudamiento neto externo de hasta US$7,100,000. PEMEX podrá contratar endeudamiento interno o externo adicional, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total establecido en dicha Ley de Ingresos de la Federación ($150,000,000 equivalente a US$8,055,900).

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó en su sesión celebrada el 8 de julio de 2016, las Disposiciones sobre las características generales y políticas para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos y Entidades Subsidiarias de conformidad con lo dispuesto en el artículo 106 fracción I de la Ley de Petróleos Mexicanos

Posteriormente, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con fundamento en el artículo 13 fracción XXVI de la Ley de Petróleos Mexicanos, aprobó la propuesta global de financiamiento para el ejercicio fiscal 2017.

Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017, PEMEX realizó las siguientes operaciones significativas de financiamiento:

- El 14 de febrero de 2017, Petróleos Mexicanos colocó en los mercados internacionales de capital un monto de €4,250,000 en tres bonos bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C: i. €1,750,000 a tasa fija de 2.5% y vencimiento en agosto de 2021, ii. €1,250,000 a tasa fija de 3.75% y vencimiento en febrero de 2024 y iii. €1,250,000 a tasa fija de 4.875% y vencimiento en febrero de 2028.

- El 6 de abril de 2017, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por un monto de US$132,000 a tasa fija de 5.25% con vencimiento en abril 2024.

- El 15 de mayo de 2017, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por un monto de US$400,000 a tasa flotante más 165 puntos base con vencimiento en mayo de 2020. Se dispuso en dos tramos de US$200,000 cada uno (el 24 de mayo y 14 de julio de 2017).

- El 16 de junio de 2017, Petróleos Mexicanos incrementó el programa de emisión de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de US$72,000,000 a US$92,000,000.

- El 17 de julio de 2017, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de US$1,950,000 con vencimiento en 2020.

(Continúa)

- El 18 de julio de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una colocación en los mercados internacionales de capital por US$5,000,000 en dos tramos bajo el programa de Pagarés de Mediano plazo Serie C. El cierre de la emisión se llevó a cabo el 18 de julio de 2017: i) US$2,500,000 de reapertura del bono a tasa fija de 6.50% y vencimiento en marzo de 2027; ii) US$2,500,000 de reapertura del bono a tasa fija de 6.75% y vencimiento en septiembre de 2047.

- El 21 de julio de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una oferta pública con la que compró un total de US$922,485, de sus bonos remanentes al 5,750% con vencimiento en 2018, US$644,374, de sus bonos remanentes al 3.500% con vencimiento en 2018 y US$172,591 de sus bonos remanentes al 3.125% con vencimiento en 2019.

- El 16 de noviembre de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por €450,000, a tasa de 3.75% con vencimiento en 2025.

- El 18 de diciembre de 2017, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito bilateral por US$200,000, a tasa flotante de LIBOR más 165 puntos con vencimiento el 18 de diciembre de 2020.

- El 21 de diciembre de 2017 Petróleos Mexicanos dispuso de US$300,000, de una línea de crédito bilateral a una tasa flotante LIBOR más 175 puntos con vencimiento el 21 de diciembre de 2022.

Todas las operaciones de financiamiento fueron garantizadas por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017, PMI HBV obtuvo US$15,141,500 de líneas de crédito revolventes y pagó US$14,914,000. El monto pendiente de pago fue de US$227,500.

Al 31 de diciembre de 2017, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez hasta por US$6,700,000 y $23,500,000 de los cuales están disponibles US$5,400,000 y $23,500,000, respectivamente.

Algunos contratos de financiamiento establecen ciertas obligaciones de hacer y no hacer, entre las que destacan:

- No vender, gravar o disponer de ciertos activos esenciales para las operaciones del negocio.

- No contraer pasivos directos o contingentes o cualquier adeudo de índole contractual relacionado con estos activos, sujeto a ciertas excepciones.

- Transferir, vender o asignar derechos de cobro aún no devengados bajo contratos de venta de petróleo o gas natural, cuentas por cobrar u otros instrumentos negociables.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, PEMEX no ha incurrido en incumplimientos relacionados con los contratos de financiamiento vigentes.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la deuda documentada se integra se muestra en la hoja siguiente.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

			2018		
	Tasa de interés [1]	Vencimiento	Moneda nacional		Moneda extranjera
En dólares estadounidenses					
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.35% a 3.65%	Varios hasta 2048	$ 1,163,861,026	US$	59,130,566
Crédito al comprador	Libor más 0.85%	Varios hasta 2019	5,904,870		300,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.45% a 3.81%, Libor más 0.24% a 1.75%	Varios hasta 2028	52,159,977		2,650,015
Crédito directo	Tasa fija de 3.31% a 5.25% y Libor más 1.65% a 1.75%	Varios hasta 2031	51,365,998		2,609,676
Crédito sindicado	Libor más 0.85%	Varios hasta 2020	39,164,611		1,989,778
Préstamos bancarios	Libor más 1.19% a 3.5%	Varios hasta 2023	2,704,412		137,399
Arrendamiento financiero	Tasa fija del 4.44% a 4.54%	Varios hasta 2025	6,053,280		307,540
Financiamiento por venta y posterior arrendamiento (4)	Tasa fija de 5.4% y 8.4%	Varios hasta 2036	30,903,650		1,570,076
Total en dólares estadounidenses			1,352,117,824	US$	68,695,050
En euros					
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.875% a 5.5%	Varios hasta 2030	334,044,298	€	14,842,851
Arrendamiento financiero	Tasa fija de 11.26%	Varios hasta 2022	222		10
Crédito directo	Tasa fija de 5.11%	Varios hasta 2023	11,255,352		500,118
Total en euros			345,299,872	€	15,342,979
En yenes					
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2026	31,171,326	¥	173,850,117
En pesos					
Certificados bursátiles	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**		

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

			2017	
	Tasa de interés [1]	**Vencimiento**	**Moneda nacional**	**Moneda extranjera**
En dólares estadounidenses				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.35% a 3.65%	Varios hasta 2047	$ 1,138,845,231	57,556,097
Crédito al comprador	Libor más 0.85%	Varios hasta 2018	25,722,710	1,300,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.35% a 3.81%, Libor más 0.24% a 1.75%	Varios hasta 2025	64,974,389	3,283,741
Crédito directo	Tasa fija de 5.25% a 5.44% y Libor más 1.65%	Varios hasta 2020	43,141,231	2,180,315
Crédito sindicado	Libor más 0.85%	Varios hasta 2020	39,347,774	1,988,597
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2023	3,451,629	174,442
Arrendamiento financiero	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2025	7,621,062	385,161
Financiamiento por venta y posterior arrendamiento (4)	Tasa fija de 0.45% y 0.7%	Varios hasta 2036	32,677,268	1,651,476
Total en dólares estadounidenses			1,355,781,294	68,519,829
En euros				
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.875% a 5.5%	Varios hasta 2030	287,386,195	12,097,975
Crédito directo	Tasa fija de 2.1 y 5.11%	Varios hasta 2023	11,879,379	500,081
Total en euros			299,265,574	12,598,056
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2026	30,541,407	173,827,018
En pesos				
Certificados bursátiles	TIIE menos 0.06% a 1.35% y tasa fija de 7.19% y 9.1%	Varios hasta 2026	149,564,918	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIE más 0.85% a 1.25%	Varios hasta 2025	28,597,423	
Crédito sindicado	TIIE más 0.95	Varios hasta 2025	33,646,107	
Total en pesos			211,808,448	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	57,197,211	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 1.5% a 8.25%	Varios hasta 2025	47,148,936	
Total del principal en moneda nacional [2]			2,001,742,870	
Más:				
Intereses devengados			32,078,624	
Documentos por pagar a contratistas [3]			4,053,577	
Total principal e intereses de la deuda			2,037,875,071	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			119,855,835	
Porción circulante de arrendamiento financiero			3,101,723	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo [3]			2,173,285	
Intereses devengados			32,078,624	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			157,209,467	
Deuda a largo plazo			**$ 1,880,665,604**	

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		31 de diciembre de	
		2018 [i]	**2017** [i]
Movimientos de la deuda:			
Saldo al inicio del año	$	2,037,875,071	1,983,170,730
Captaciones - instituciones financieras		899,769,012	704,715,468
Amortizaciones		(838,934,803)	(639,950,041)
Intereses devengados		120,727,022	117,644,548
Intereses pagados		(115,289,389)	(108,910,417)
Variación cambiaria		(19,762,208)	(16,685,439)
Primas, descuentos y gastos de emisión de deuda		(2,098,589)	(2,109,778)
Saldo al final del año	**$**	**2,082,286,116**	**2,037,875,071**

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

		2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024 en adelante**	**Total**
Vencimientos del total principal e intereses de la deuda (en moneda nacional)	$	191,795,709	189,948,833	184,328,985	171,607,627	168,577,397	1,176,027,565	2,082,286,116

(1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las tasas de interés eran las que siguen: LIBOR tres meses 2.80763% y 1.69428%, respectivamente; LIBOR seis meses 2.875630% y 1.83707%, respectivamente; TIIE a 28 días 8.5897 % y 7.6241%, respectivamente; TIIE a 91 días 8.6375% y 7.6556%, respectivamente.

(2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, de bancos extranjeros fue de $ 1,746,196,819 y $1,701,363,406.

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

		31 de diciembre de	
		2018	**2017**
Total documentos por pagar a contratistas [a] [b]	$	3,018,063	4,053,577
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas		1,680,361	2,173,285
Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	**$**	**1,337,702**	**1,880,292**

(Continúa)

(a) PEMEX tiene celebrados COPF (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hidrocarburos y las obras ejecutadas son propiedad de Pemex Exploración y Producción. En los COPF el contratista administra y mantiene la ejecución de las obras a su propio costo, las cuales se clasifican en desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo pendiente de pago era de $1,153,108 y $ 1,678,843, respectivamente.

(b) Durante el ejercicio 2007, se adquirió un buque tanque denominado FPSO (Floating Process Storage and Outloading). La inversión en dicho buque tanque es de US$723,575. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo era de $1,864,955 (US$94,751) y $2,374,734 (US$120,017), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue.

Año		US$
2019	$	25,267
2020		25,267
2021		25,267
2022		18,950
Total	**$**	**94,751**

(4) PEMEX obtuvo financiamientos con relación a la venta y posterior arrendamiento de ciertos activos de infraestructura, así como una planta, que expiran en diferentes fechas hasta 2036.

Esta operación fue reconocida como actividad de financiamiento debido a que PEMEX mantiene todos los riesgos y beneficios asociados con la propiedad del activo y sustancialmente todos los derechos de operación del mismo.

El pasivo por los activos antes mencionados es pagadero en los años que terminan el 31 de diciembre de 2018, como se muestra a continuación:

Años		Pesos	US$
2019	$	3,865,651	196,396
2020		3,865,651	196,396
2021		3,865,651	196,396
2022		3,865,651	196,396
2023		3,865,651	196,396
2024 y posteriores		35,325,193	1,794,715
		54,653,448	2,776,695
Menos intereses no devengados a corto plazo		2,309,281	117,324
Menos intereses no devengados a largo plazo		21,440,519	1,089,297
Total arrendamiento capitalizable		30,903,648	1,570,074
Menos porción circulante de arrendamiento (no incluye intereses)		1,556,370	79,072
Total arrendamiento capitalizable a largo plazo	**$**	**29,347,278**	**1,491,002**

(Continúa)

(5) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX utilizó los siguientes tipos de cambio:

		2018	2017
Dólar estadounidense	$	19.6829	19.7867
Yen japonés		0.1793	0.1757
Libra esterlina		25.0878	26.7724
Euro		22.5054	23.7549
Franco suizo		19.9762	20.2992
Dólar canadiense		14.4138	15.7858
Dólar australiano		13.8617	15.4752

(19) Instrumentos financieros derivados-

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

La normatividad en materia de administración de riesgos financieros de PEMEX señala que los IFD deben ser utilizados con fines de mitigación de riesgos. El uso de los IFD para cualquier otro propósito debe ser aprobado conforme a las normas internas vigentes. PEMEX cuenta con un Grupo de Trabajo de Riesgos Financieros (GTRF), el cual es un grupo de trabajo especializado con capacidad de decisión en materia de exposición a riesgos financieros, esquemas de mitigación de riesgos financieros y contratación de IFD de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales.

Los IFD aprobados son negociados principalmente en el mercado OTC (Over the Counter); sin embargo, pueden ser utilizados instrumentos de mercados organizados. Para el caso de PMI Trading, los IFD son negociados en CME-Clearport.

Los tipos de IFD que PEMEX negocia se encuentran descritos dentro de las subsecciones posteriores, correspondientes a cada tipo de riesgo y relacionados con los mercados aplicables, definidos anteriormente.

PEMEX tiene como política propiciar la reducción del impacto negativo en sus resultados financieros proveniente de cambios desfavorables en los factores de riesgo, promoviendo que la estructura de sus pasivos sea consistente con la de sus activos.

Como parte del marco normativo en materia de administración de riesgos financieros, PEMEX cuenta con normatividad donde se definen las contrapartes elegibles para la negociación de IFD y otros instrumentos financieros.

(Continúa)

Asimismo, algunas de las empresas PMI han implementado un marco normativo en materia de administración de riesgos de mercado sobre productos (commodities) que incluye políticas, lineamientos y procedimientos para la administración del riesgo asociado a sus actividades comerciales de hidrocarburos, esto de acuerdo con las mejores prácticas de la industria, como son: 1) el uso de IFD con propósitos de cobertura económica, 2) segregación de funciones, 3) mecanismos de medición y monitoreo como la generación diaria de reportes de riesgo, el cálculo del valor en riesgo (VaR) y 4) límites de VaR por unidad de negocio y global, y límites de pérdida (stop-loss). Asimismo, PMI Trading cuenta con un subcomité de administración de riesgos que supervisa a las operaciones con IFD.

Dado que los IFD vigentes de PEMEX han sido contratados con fines de mitigación de riesgos, es decir, tienen el propósito económico de cobertura, no existe la necesidad de establecer límites de riesgo de mercado.

Para los portafolios en los que se pueda presentar una exposición al riesgo de mercado, la normatividad en materia de administración de riesgos financieros determina el establecimiento y monitoreo de límites de riesgo, como son el VaR y Capital en Riesgo ("CaR" – una agregación del valor razonable o Mark to Market "MtM" y Pérdidas y Ganancias "P&G").

PEMEX cuenta con Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura que Pemex TRI (Pemex Transformación Industrial) ofrece a sus clientes nacionales, en los que se establece la aplicación de garantías, así como la determinación de líneas de crédito. Para los IFD en mercados organizados, se opera bajo los requerimientos de margen del propio mercado, por lo que no se cuenta con una política interna.

Los IFD que PEMEX contrata con sus contrapartes financieras no están sujetos a un contrato que considere intercambio de colaterales. Sin embargo, el marco regulatorio establece que se promuevan estrategias de mitigación de riesgo de crédito, como el intercambio de colaterales.

PEMEX no cuenta con un tercero independiente que verifique el cumplimiento de la normatividad anterior; sin embargo, se cuenta con procesos de control interno que validan el cumplimiento de las políticas y directrices vigentes.

A. Administración de Riesgos

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 2018, aproximadamente 15.3% del total de la deuda, incluyendo los IFD, consistía en tasa variable.

En ocasiones, por motivos estratégicos o con el objetivo de compensar los flujos esperados de entrada y salida, PEMEX ha contratado swaps de tasa de interés. Bajo estos contratos, PEMEX ha adquirido la obligación de realizar pagos a una tasa de interés fija y el derecho a recibir pagos a tasa de interés flotante basados en la tasa LIBOR, en la TIIE o en una tasa calculada o referenciada a la TIIE.

(Continúa)

Al 31 de diciembre de 2018, PEMEX tiene contratados cuatro swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nocional agregado de US$ 1,401,250, a una tasa de interés fija promedio ponderada de 2.35% y plazo a vencimiento promedio ponderado de 6.29 años.

De manera análoga, con el fin de eliminar la volatilidad asociada a las tasas de interés variable de los financiamientos a largo plazo, PMI NASA tiene contratados swaps de tasa de interés denominados en dólares por un monto nocional remanente de US$ 56,692, a una tasa fija promedio ponderada de 4.17% y plazo a vencimiento promedio de 3.41 años.

Por otro lado, PEMEX invierte en pesos y dólares, de acuerdo a la normativa interna aplicable, a través de portafolios constituidos con distintos objetivos, buscando rentabilidad sujeta a parámetros de riesgo que acotan la probabilidad de pérdida de capital. Los recursos de estos portafolios tienen por objeto cumplir con las obligaciones de PEMEX en pesos y en dólares.

Las inversiones de los portafolios de PEMEX se encuentran expuestas a riesgos de tasas de interés nacionales e internacionales, a la sobretasa de instrumentos gubernamentales y no gubernamentales, y a la paridad UDI/MXP. Sin embargo, dichos riesgos están acotados mediante el establecimiento de límites de riesgo de mercado.

ii. Riesgo de tipo de cambio

Los Ingresos de Pemex están denominados, prácticamente en su totalidad, en dólares. Una cantidad significativa de estos se deriva de las exportaciones de petróleo crudo y de algunos productos del petróleo, cuyos precios se determinan y son pagaderos en dólares. Adicionalmente, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del IEPS, cuotas, estímulos y otros conceptos, así como las ventas del gas natural y sus derivados, del gas licuado del petróleo y de los petroquímicos, están indizados a los precios internacionales denominados en dólares para estos productos.

Por otro lado, en lo que respecta a los egresos de PEMEX, los derechos sobre hidrocarburos son calculados con base en precios internacionales denominados en dólares al igual que el costo de importación de los hidrocarburos que PEMEX adquiere para reventa en México o uso en sus instalaciones; mientras que, el monto de gastos de inversión y operación de PEMEX se establece en pesos.

Como resultado de esta estructura de flujos de efectivo, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el valor del balance financiero de PEMEX, mientras que la apreciación del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. PEMEX administra este riesgo sin necesidad de contratar instrumentos de cobertura, debido a que el impacto de la fluctuación en el tipo de cambio entre el dólar y el peso sobre sus ingresos se compensa, en gran parte, por el impacto en sus obligaciones.

Por lo tanto, PEMEX prioriza las emisiones de deuda en dólares, sin embargo esto no siempre es posible por lo que, la deuda emitida en divisas internacionales es cubierta a través de IFD, ya sea con swaps para convertir dicha deuda a dólares o mediante otros IFD, con el fin de mitigar la exposición al riesgo de tipo de cambio. El resto de la deuda se encuentra denominada en pesos o en UDIs, y en el caso de la deuda denominada en UDIs, la mayor parte se ha convertido a pesos a través de IFD con el fin de eliminar la exposición al riesgo inflacionario.

(Continúa)

Como consecuencia de lo anterior, toda la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar cuenta con estrategias de mitigación de riesgo cambiario. PEMEX ha seleccionado estrategias que permitan adicionalmente reducir el costo de fondeo manteniendo, en algunos casos, parte de este riesgo descubierto cuando así se evalúa conveniente.

Las divisas subyacentes de los IFD son el euro, el franco suizo, el yen y la libra esterlina contra el dólar americano, y la UDI contra el peso.

Al 31 de diciembre de 2018, PEMEX contrató swaps de moneda para cubrir el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nocional agregado de $6,844,866 y en 2017, PEMEX contrató instrumentos del mismo tipo para cubrir el riesgo inflacionario generado por deuda en UDI, por un monto nocional agregado de $6,291,969.

Adicionalmente, en 2018, se contrataron, sin costo, estructuras conformadas por un swap de moneda y la venta de un call con el objetivo de realizar la cobertura de riesgo del 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.

Por otro lado, en 2017, se contrataron, sin costo, tres estructuras de opciones denominada Seagull Option con el objetivo de realizar la cobertura de riesgo del nocional de tres emisiones de deuda en euros por un nocional agregado de €4,250,000. Con estas estructuras se protege la exposición corta en euros ante una apreciación del euro contra el dólar, en un rango específico, y se cuenta con el beneficio de su depreciación hasta un tipo de cambio determinado para cada emisión. Mientras que, para cubrir el riesgo cambiario originado por los cupones de dichas emisiones, se contrataron swaps de moneda sin intercambio de nocional, por el monto total de las emisiones.

Además, en 2017, se contrató, sin costo, una estructura conformada por un swap de moneda y la venta de un call con el objetivo de realizar la cobertura de riesgo del nocional de una emisión de deuda en libras esterlinas por £ 450,000, garantizando una protección completa hasta un tipo de cambio determinado y protección parcial por encima de dicho nivel.

PEMEX registró, por el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 y por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 un rendimiento (pérdida) cambiaria por $23,659,480, $23,184,122 y $(254,012,743), respectivamente, que incluye principalmente la variación cambiaria de la deuda por $19,762,208, $16,685,439 y $ (243,182,764), respectivamente; la mayor parte de la variación cambiaria de la deuda no impactó los flujos de efectivo. Lo anterior se debió a que una parte importante de la deuda de PEMEX, 89.77% (principal solamente), al 31 de diciembre de 2018, está denominada en divisa distinta al peso, por lo que la apreciación del peso dio como resultado la utilidad cambiaria. Las ganancias o (pérdidas) cambiarias no realizadas no impactan los flujos de efectivo de PEMEX. Derivado de la estructura de flujo de efectivo descrita anteriormente, la depreciación del peso frente al dólar no afecta la habilidad de PEMEX para honrar sus obligaciones en dólares y genera un beneficio en lo relativo al pago de obligaciones contraídas en pesos. Por otro lado, la apreciación del peso ante el dólar puede incrementar el costo del servicio de la deuda en términos de dólares. El rendimiento cambiario al 31 de diciembre de 2018 se debió a la apreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de $19.7867 por US$1.00 a un tipo de cambio de $19.6829 por US$1.00 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018. El rendimiento cambiario de 2017 se debió a la apreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de $20.6640 por US$1.00 a un tipo de cambio de $19.7867 por US$1.00 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017. La pérdida cambiaria de 2016 se debió a la depreciación del peso frente al dólar, al pasar de un tipo de cambio de $17.2065 por US$1.00 a un tipo de cambio de $20.6640 por US$1.00 del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016.

(Continúa)

Por otro lado, algunas de las empresas PMI enfrentan riesgo de mercado generado por fluctuaciones del tipo de cambio, por lo que cuentan con políticas autorizadas por los Consejos de Administración de varias de sus compañías, que estipulan que los activos financieros denominados en una moneda distinta a la funcional serán inferiores al 5% de los activos financieros, excepto en los casos en que se tenga una obligación de pago en una moneda distinta a la funcional. En línea con lo anterior, ocasionalmente algunas de las empresas PMI contratan IFD de tipo de cambio con el propósito de mitigar el riesgo asociado en una moneda distinta a la moneda funcional de la compañía.

En lo que respecta a PMI Trading, la mayor parte de los flujos de efectivo se generan por el comercio de productos refinados, petroquímicos y gases líquidos tanto con PEMEX como con terceros en el mercado internacional, cuyos precios son determinados y pagaderos en dólares. La mayor exposición cambiaria de PMI Trading se deriva del fondeo para el pago de impuestos en pesos, así como por costos denominados en moneda local.

PMI Trading considera que puede administrar el riesgo generado por el pago de impuestos en moneda local sin la necesidad de contratar instrumentos de cobertura, dado que la exposición a este riesgo es marginal comparada con el flujo total en su moneda funcional. Asimismo, en caso de que exista riesgo de tipo de cambio en sus operaciones comerciales, PMI Trading puede implementar medidas de mitigación de riesgo, a través de la ejecución de IFD.

iii. Riesgo de precio de hidrocarburos

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

Las exportaciones y las ventas domésticas de PEMEX están directa o indirectamente relacionadas con los precios internacionales de los hidrocarburos, por lo que PEMEX está expuesto a las fluctuaciones de estos precios. En términos de petróleo y gas natural, de acuerdo con el régimen fiscal actual, parte de este riesgo se transfiere al Gobierno de México.

La exposición de PEMEX ante los precios de los hidrocarburos es parcialmente mitigada mediante coberturas naturales entre los flujos de entrada y los de salida.

Adicionalmente, PEMEX evalúa constantemente la implementación de estrategias de mitigación de riesgo, incluyendo 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.

En abril de 2017, PEMEX implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2017, en la cual se cubrieron 409 mil barriles día para los meses de mayo a diciembre de dicho ejercicio fiscal, con un costo de US$133,503. Posteriormente, durante el segundo semestre de 2017, implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2018, en la cual se cubrieron 440 mil barriles día para los meses de enero a diciembre de dicho ejercicio fiscal, con un costo de US$ 449,898.

Durante 2018, se implementó la cobertura petrolera para el ejercicio fiscal 2019, en la cual se cubrieron 320 mil barriles día para el periodo comprendido entre diciembre 2018 y diciembre de 2019, con un costo de US$ 149,588.

Por otro lado, como servicio adicional a la oferta del suministro de gas natural, Pemex TRI ofrece a sus clientes nacionales un servicio de coberturas a través de IFD sobre gas natural, a fin de proporcionarles apoyo en la mitigación del riesgo generado por la volatilidad en el precio del gas natural. Hasta 2016, para llevar a cabo este servicio, Pemex TRI contrataba con Mex Gas Supply, S.L. IFD con la posición opuesta para mitigar el riesgo de mercado de los IFD ofrecidos a sus clientes. Finalmente, Mex Gas Supply, S.L. contrataba IFD con la posición opuesta a los IFD ofrecidos a Pemex TRI con contrapartes financieras internacionales para transferir el riesgo del precio. A partir de 2017, Pemex TRI debe contratar con Petróleos Mexicanos la posición opuesta a la ofrecida a sus clientes, en sustitución de Mex Gas Supply, S.L., sin embargo al 31 de diciembre de 2018 no se habían realizado operaciones bajo este esquema.

Por lo anterior, Pemex TRI mantiene una exposición al riesgo de mercado prácticamente nula. Estos portafolios cuentan con límites de VaR y Capital en Riesgo con el fin de acotar la exposición a riesgo de mercado.

PMI Trading enfrenta riesgo de mercado generado por las condiciones de compra y venta de productos refinados y líquidos del gas natural y por la volatilidad de sus precios, por lo cual frecuentemente lleva a cabo operaciones con IFD para mitigar dicho riesgo, reduciendo así la volatilidad de sus resultados.

iv. Cuantificación de riesgo de mercado

Con el fin de presentar la exposición al riesgo de mercado 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 2018 es de $(17.19) para el portafolio de Tesorería MXP, de $0.00 para el portafolio de FOLAPE y de US$ 0.00 para el portafolio de Tesorería USD. El portafolio del Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (FICOLAVI) y el portafolio de Tesorería MXP administrado por Operadora de Fondos Nafinsa, S.A. de C.V. (OFINSA) fueron dados de baja en 2018.

(Continúa)

Además de encontrarse expuesto a un riesgo de tasa de interés en los IFD en los que está obligado a realizar pagos en tasa flotante, los IFD de PEMEX se encuentran expuestos a una volatilidad en el MtM por la variación en las curvas de tasas de interés utilizadas en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tasa de interés de los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y de los financiamientos a un incremento de 10 puntos base (pb) paralelo sobre curvas cupón cero. El incremento de 10pb permite estimar de manera sencilla el impacto para valores proporcionales a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieros.

Para el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad tanto a las curvas con las que se valúan los IFD (Curvas Interbancarias), como con las curvas con las que se estimó el valor justo de la deuda (Curvas PEMEX). Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo no son utilizadas en la gestión, dado que PEMEX no tiene la intención de realizar prepagos de su deuda o cancelar sus derivados anticipadamente, no está expuesto al riesgo de tasa de interés derivado de sus obligaciones en tasa fija.

Derivados de tasa y moneda Sensibilidad a Tasa de Interés + 10 pb

	Curvas Interbancarias			Curva PEMEX
Divisa	**Sensibilidad financiamiento**	**Sensibilidad derivados**	**Sensibilidad neto**	**Sensibilidad financiamiento**
En miles de dólares				
Franco suizo	$ 3,816	(3,473)	343	3,340
Euro	103,859	(85,825)	18,034	73,784
Libra esterlina	5,871	(5,445)	426	4,598
Yen	7,600	(3,470)	4,130	5,518
Peso	24,783	1,693	26,476	19,808
UDI	14,032	(14,032)	0	9,803
US$	779,844	93,006	872,850	333,180

Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 25 pb las tasas de interés variables de los financiamientos, así como de sus coberturas correspondientes.

Al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 y 2016, si las tasas de interés del ejercicio hubieran sido superiores en 25 pb y el resto de las variables hubieran permanecido constantes, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido mayor en $649,339, la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido mayor en $704,011 y la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido mayor en $841,024, esto como consecuencia de un incremento en el costo por intereses. Análogamente, si los niveles de las tasas hubiesen sido inferiores en 25 pb, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido menor en $649,339, la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido menor en $704,011 y la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido menor en $841,024, como consecuencia de un menor costo por interés.

(Continúa)

Cuantificación de riesgo de tipo de cambio

Las inversiones de los portafolios de PEMEX no generan un riesgo cambiario debido a que los recursos de estos fondos sirven para cumplir con las obligaciones de PEMEX tanto en moneda nacional como en dólares.

Los IFD de moneda se contratan con fines de cobertura del riesgo de cambio de los flujos de los financiamientos que se encuentran denominados en monedas distintas al peso y al dólar, así como el riesgo inflacionario proveniente de flujos de los financiamientos en UDI. Sin embargo, derivado de su tratamiento contable, los resultados del ejercicio se encuentran expuestos a la volatilidad del MtM por la variación en los tipos de cambio utilizados en su valuación.

La cuantificación del riesgo de tipo de cambio para los IFD se realizó en conjunto con la de los financiamientos. A continuación se muestra la sensibilidad de los IFD y los financiamientos a un incremento de 1% en los tipos de cambio de las divisas respecto al dólar. El incremento de 1% permite estimar de manera sencilla el impacto para valores proporcionales a dicho incremento y fue seleccionado de acuerdo con las prácticas de mercado en administración de riesgos financieros.

De manera análoga a la cuantificación de riesgo de tasas de interés, en el caso de los financiamientos, se calculó la sensibilidad cambiaria considerando tanto Curvas Interbancarias como Curvas PEMEX. Adicionalmente se muestra el VaR histórico de la posición abierta remanente a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95%, para un período de un año. Dichas métricas se calcularon con fines informativos, sin embargo para llevar a cabo las actividades de gestión de riesgos del portafolio de deuda, se realizan periódicamente análisis cuantitativos con el fin de estimar la magnitud de la exposición al riesgo cambiario generada por emisiones de deuda. A partir de dichos análisis, PEMEX ha seleccionado como estrategia para mitigar el riesgo moneda la contratación de los IFD que se muestran en la siguiente tabla, en conjunto con los financiamientos a los que cubren:

Derivados de tasa y moneda

	Curvas Interbancarias				Curva PEMEX
Divisa	**1% Financiamiento**	**1% Derivado**	**1% Neto**	**VaR 95% Neto**	**1% Financiamient**
			En miles de dólares		
Franco suizo	(15,283)	14,597	(686)	(463)	(14,183)
Euro	(214,136)	185,752	(28,384)	(25,365)	(173,687)
Libra esterlina	(12,318)	11,701	(617)	(527)	(10,292)
Yen	(17,118)	11,569	(5,549)	(4,482)	(14,158)
Peso	(104,478)	(32,064)	(136,542)	(164,722)	(95,975)
UDI	(30,163)	30,163	(0)	(0)	(25,951)

Como se puede observar en el cuadro anterior, el riesgo cambiario de la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar se encuentra cubierto prácticamente en su totalidad por los IFD contratados. La exposición cambiaria al franco, al euro, a la libra y al yen es resultado de la delta de las estructuras de opciones antes descritas (Seagull Options y Calls), y a los niveles actuales de los tipos de cambio, representa un menor costo de fondeo que el de estrategias de cobertura realizadas a través de swaps.

(Continúa)

Adicionalmente, se realizó un análisis retrospectivo del impacto en los estados financieros del ejercicio y de ejercicios anteriores, de incrementar o disminuir en 10% el tipo de cambio observado entre el peso y el dólar americano. Esto con el propósito de determinar el impacto en resultados y patrimonio por las variaciones que se den como resultado de aplicar estos nuevos tipos a los saldos mensuales en los rubros de los activos y pasivos que estén denominados en dólares.

Al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 y 2016, si el tipo de cambio del peso contra el dólar se hubiera depreciado en un 10% y el resto de las variables hubieran permanecido constantes, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido mayor en $ 192,025, la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido mayor en $ 149,669 y la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido mayor en $ 124,512, esto como consecuencia de una pérdida en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares que presenta PEMEX en la balanza de divisas. Análogamente, en el caso de una apreciación del peso respecto al dólar del 10%, la pérdida neta al 31 de diciembre de 2018 hubiera sido menor en $ 192,025, la pérdida neta del ejercicio 2017 hubiera sido menor en $ 149,669 y la pérdida neta del ejercicio 2016 hubiera sido menor en $ 124,512, esto como consecuencia de una ganancia en la variación cambiaria, derivado principalmente de la posición pasiva en dólares de la balanza de divisas.

Cuantificación de Riesgo por precio de hidrocarburos

En ocasiones Pemex TRI enfrenta riesgo de mercado generado por las posiciones que quedan abiertas entre el portafolio de IFD ofrecidos a los clientes nacionales y las coberturas contratadas con contrapartes internacionales. Al 31 de diciembre de 2018, el portafolio de IFD de gas natural de Pemex TRI no tiene exposición al riesgo de mercado.
En caso de existir exposición al riesgo de mercado, ésta se mide a través del VaR calculado a través de la metodología Delta-Gamma con un nivel de confianza del 95%, horizonte de 20 días y muestra de 500 observaciones, misma que se controla con el monitoreo del VaR y CaR acotados por límites establecidos.

Cabe señalar que no se realizó un análisis de sensibilidad para los instrumentos financieros denominados cuentas por cobrar y por pagar, como se definen en los estándares contables. Lo anterior, debido a que la liquidación de los mismos es de corto plazo, por lo que no se considera que exista un riesgo de mercado. La mayoría de estos instrumentos se encuentran referenciados al precio de los hidrocarburos.

En línea con el marco regulatorio de administración de riesgos que PMI Trading ha implementado, el VaR y la variación en la utilidad por cartera son calculados de manera diaria y contrastados con los límites máximos aplicables a efecto de ejecutar mecanismos de mitigación de riesgo cuando sea necesario.

El VaR global asociado al riesgo de mercado sobre commodities de PMI Trading al 31 de diciembre de 2018, calculado a través del VaR histórico al 99% de confianza, con dos años de historia, con un horizonte de un día, se situó en US$ (8,687); con un nivel mínimo de US$ (2,903) registrado el 11 de junio de 2018 y un máximo de US$ (26,533) registrado el 21 de septiembre de 2018. Al 31 de diciembre de 2017, el VaR de la cartera global se ubicó en US$ (8,789).

La cuantificación del riesgo de precio del crudo se realiza mediante el VaR histórico, a un horizonte de 1 día, con un nivel de confianza del 95% para un periodo de un año. Al 31 de diciembre de 2018, éste se situó en US$ (19,651).

(Continúa)

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 recouponing (mediante las cuales, los pagos en los swaps son ajustados cuando el MtM excede el umbral especificado en la confirmación del swap), que limitan la exposición de PEMEX hacia sus contrapartes a un umbral específico. Estas cláusulas de recouponing se activaron, al 31 de diciembre de 2018, en siete swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros y libras esterlinas y, durante 2017 en tres swaps contratados para cubrir exposición al riesgo cambiario en euros. Esto resultó en el prepago del valor justo de los mismos y el reinicio de los términos del swap para que su valor razonable sea cero. Durante 2018 no se ha contratado ninguna operación con esta característica.

Adicionalmente, PEMEX tiene contratados IFD con cláusulas de mandatory early termination (mediante las cuales, en una fecha determinada, independientemente del valor del MtM de la operación, se realiza la terminación anticipada del IFD con la liquidación del MtM correspondiente, pudiendo contratar el IFD con la misma contraparte o con una nueva), que reducen el riesgo crediticio generado por el plazo del IFD al acotarlo a una fecha específica. Al 31 de diciembre de 2018, PEMEX tiene contratadas dos estructuras Seagull Option de yen con cláusulas de terminación en 2021.

De acuerdo con la norma NIIF13 – "Medición del Valor Razonable", el MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorporan en el valor del instrumento las expectativas actuales de riesgo crediticio, reconociendo la probabilidad de incumplimiento de las contrapartes. Debido a lo anterior, PEMEX incorpora un Ajuste por Riesgo de Crédito (CVA por sus siglas en inglés) en el valor razonable de los IFD.

Para cada IFD, el CVA se obtiene a través del diferencial entre el cálculo del MtM y la estimación del MtM ajustado por riesgo de crédito. Para la determinación del riesgo de crédito, el método de CVA toma en cuenta la percepción actual en el mercado sobre el riesgo crediticio de ambas contrapartes, utilizando los siguientes insumos: a) la proyección del MtM para cada fecha de pago, a partir de las curvas forward; b) la probabilidad de incumplimiento implícita en los Credit Default Swaps (CDSs), tanto de PEMEX como de la contraparte, en cada fecha de pago; c) y las tasas de recuperación ante default correspondientes a cada contraparte.

(Continúa)

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+	33,574	327,062	478,533	290,207	189,464	129,778	0
A	172,468	1,069,540	1,051,02	933,130	260,363	189,119	0
A-	54,288	143,584	9,780	0	0	0	0
BBB+	72,570	1,567,608	2,229,08	2,293,010	2,259,894	1,724,21	650,900
BBB-	(71,491)	33,290	127,099	151,033	156,401	160,631	0

En lo que respecta a las inversiones, al 31 de diciembre de 2018, la posición en moneda nacional de PEMEX de acuerdo con la calificación de las emisiones es la siguiente:

Calificación emisión*		Valor nominal
mxAAA	$	100,344

* Calificación mínima entre S&P, Moody's y Fitch Escala Nacional de corto plazo y largo plazo No incluye Gobierno Federal

No se incluye la posición de los bonos del Gobierno Federal Mexicano en pesos, pues se considera que, dada la calificación crediticia actual, la probabilidad de incumplimiento en dicha divisa es cero.

Por otra parte, a través de sus Lineamientos de Crédito para Operaciones con IFD, Pemex TRI, ha disminuido significativamente el riesgo de crédito con los clientes a los que les ofrece IFD.

Como primera restricción, los clientes de Pemex TRI a los que se les ofrece el servicio de coberturas, deben contar con un contrato de suministro de gas natural vigente y suscribir un contrato marco de coberturas, para contratar IFD con la Empresa Productiva Subsidiaria.

Adicionalmente, el 2 de octubre de 2009 se estableció, mediante los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura de Pemex Gas y Petroquímica Básica (aplicables a Pemex TRI), que todas las operaciones con IFD deben ser respaldadas mediante la presentación de garantías iniciales (depósito en efectivo o carta de crédito) y en su caso, depósito de garantías colaterales. De acuerdo con estos lineamientos, en caso de presentarse algún evento de incumplimiento de pago en las operaciones de IFD, por parte de algún cliente, éstas se liquidan inmediatamente, ejerciendo las garantías. En caso de que la garantía sea insuficiente para hacer frente al adeudo, se suspende el suministro de gas natural hasta que el adeudo restante sea pagado.

(Continúa)

El 20 de agosto de 2014, se decretaron algunas modificaciones a los Lineamientos de Crédito para Operaciones de Cobertura, las cuales le permiten a Pemex TRI, ofrecer a los clientes con una adecuada calificación crediticia, con base en una evaluación financiera y crediticia interna, IFD exentos de garantía hasta cierto monto haciendo uso de una línea de crédito, autorizada por el comité de crédito correspondiente. En este caso, si la línea de crédito mencionada es insuficiente para cubrir el riesgo de las operaciones abiertas, los clientes están obligados a presentar depósito de garantías. Asimismo, en caso de presentarse un evento de incumplimiento de pago de las operaciones de IFD por parte de algún cliente, éstas son liquidadas inmediatamente y posteriormente, se suspende el suministro de gas natural hasta que el adeudo aplicable sea pagado.

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex TRI mantiene un valor razonable, incluyendo primas diferidas, de $ 143 para clientes con línea de crédito exenta de garantías y $ 134 con los clientes que cuentan con línea de crédito garantizada. El importe total de las líneas de crédito exentas de garantías se mantiene en $ 21,391 con un 1% de utilización, mientras que el importe total de líneas de crédito garantizadas desciende a $ 1,000 con un 13% de utilización.

Al 31 de diciembre de 2018, la cartera vencida de las ventas de gas natural de los sectores industrial y distribuidor representó menos del 1% de las ventas totales de Pemex TRI.

Al 31 de diciembre de 2018, Pemex TRI mantiene operaciones con IFD con dos clientes industriales, los cuales representan el 100% del volumen total (MMBtu) de IFD.

Al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 no existe saldo a favor de Pemex TRI por colaterales enviados a Mex Gas Supply, S.L., la filial de Pemex TRI. Esto se debe a dos efectos: i) el precio del gas natural respecto a los precios pactados en las operaciones de cobertura ha mantenido el valor razonable por debajo de los límites establecidos en las líneas de crédito; ii) conforme los IFD fueron venciendo mes a mes, los clientes nacionales fueron pagando los resultados correspondientes a Pemex Gas y Petroquímica Básica, ahora Pemex TRI, quien a su vez utilizó estos recursos para responder a Mex Gas Supply, S.L. para solventar sus compromisos con las contrapartes internacionales.

No se considera necesario revelar la estimación de la exposición crediticia del portafolio de IFD que Pemex TRI mantiene a través de Mex Gas Supply S.L., debido a que las operaciones se encuentran colateralizadas, el nocional vigente no es significativo y su vencimiento es menor a un año.

En PMI Trading, el riesgo de crédito asociado a los IFD se minimiza a través del uso de futuros e instrumentos estandarizados registrados en CME-Clearport.

III. Riesgo de liquidez

La principal fuente interna de liquidez de PEMEX proviene de la operación. Actualmente, a través de la planeación de financiamientos y la compra-venta de dólares para el balanceo de las cajas, PEMEX mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente tanto a sus gastos de operación e inversión, así como a otras obligaciones de pago, como es el caso de los requerimientos relacionados con IFD.

(Continúa)

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2018, PEMEX cuenta con líneas de crédito comprometidas revolventes con el fin de mitigar el riesgo de liquidez. En pesos cuenta con tres líneas: una por $ 3,500,000 con vencimiento en junio de 2019, una por $ 20,000,000 con vencimiento en noviembre de 2019, y una por $ 9,000,000 con vencimiento en noviembre de 2023. En dólares cuenta con tres opciones de financiamiento: la primera por US$ 1,500,000 con vencimiento en diciembre 2019, la segunda por US$ 3,250,000 con vencimiento en febrero 2020 y la última por US$ 1,950,000 con vencimiento en enero 2021.

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

Por otro lado, algunas de las empresas PMI minimizan su riesgo de liquidez a través de diversos mecanismos; el más importante es la Tesorería Centralizada o "In House Bank", la cual tiene acceso a una línea sindicada de hasta US$ 700,000 y excesos de capital en custodia. Adicionalmente, a través de esta estructura, estas empresas cuentan con acceso a préstamos bancarios hasta por un monto de US$ 500,000.

Algunas de las empresas PMI monitorean sus flujos de efectivo en forma diaria y cuidan su calidad crediticia en los mercados financieros. El riesgo de liquidez se mitiga a través de la observancia de las razones financieras mínimas/máximas permisibles contempladas en las políticas aprobadas por sus Consejos de Administración.

Las siguientes tablas muestran un desglose de vencimientos, así como el valor razonable, del portafolio de deuda de PEMEX y los IFD al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017.

- Para las obligaciones de deuda, estas tablas presentan los flujos de efectivo del capital y tasas de interés promedio ponderadas para la deuda a tasa fija.

- Para swaps de tasa de interés, swaps de moneda, opciones de moneda y forward de moneda estas tablas presentan el monto del nocional y el promedio ponderado de las tasas de interés esperadas (de acuerdo a lo contratado) a la fecha de vencimiento.

- Las tasas variables promedio ponderadas están basadas en las tasas forward implícitas en la curva de rendimiento del mercado interbancario en la fecha de reporte.

- Para gas natural, el volumen se presenta en millones de British termal units (MMBtu), y el promedio fijado y precios de ejercicio son presentados en dólares por MMBtu.

- Para crudo, el volumen se presenta en millones de barriles, y el promedio fijado y precios de ejercicio son presentados en dólares por barril.

- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Bloomberg. Respecto a gas natural y crudo, las curvas forward y volatilidades implícitas se obtienen de Bloomberg.

- Los precios utilizados en las transacciones comerciales y en los IFD de PMI Trading son índices publicados por fuentes reconocidas y ampliamente utilizadas en el mercado internacional, como los son CME-NYMEX, Platts, Argus, entre otros.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

- El valor razonable se calcula de manera interna, ya sea descontando los flujos de efectivo con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original o mediante otros modelos de valuación comúnmente utilizados en el mercado para ciertos instrumentos específicos.

- Para todos los instrumentos, las tablas muestran los términos de los contratos, con la finalidad de determinar flujos futuros, de acuerdo con sus fechas de vencimiento.

La información es presentada en miles de pesos, excepto donde se indica.

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2018 [1]

	Año de la fecha de vencimiento esperada							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
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	$ 158,360,378	$ 189,948,780	$ 184,328,927	$ 171,607,562	$ 168,577,398	$ 1,176,027,565	$ 2,048,850,610	$ 1,913,377,218

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

[1] La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2018 de $ 19.6829 = USD$ 1.00; $ 0.17930 = 1.00 Yen japonés; $ 25.0878 = 1.00 Libra esterlina; $ 6.226631 = 1.00 UDI; $ 22.5054 = 1.00 Euro y $ 19.9762 = 1.00 Franco suizo.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de la deuda al 31 de diciembre de 2017 [1]

	Año de la fecha de vencimiento esperada							
	2018	2019	2020	2021	2022	2023 en adelante	Valor total en libros	Valor razonable
Pasivos								
Deuda vigente								
Tasa fija (dólares)	$ 53,465,817	59,498,256	60,290,621	95,232,448	84,076,050	808,836,547	1,161,399,739	1,213,404,769
Tasa de interés promedio (%)							5.7747%	
Tasa fija (yenes)	-	-	-	-	-	19,296,607	19,296,607	18,040,398
Tasa de interés promedio (%)							1.3485%	
Tasa fija (libras)	-	-	-	-	9,345,839	11,952,816	21,298,655	24,381,394
Tasa de interés promedio (%)							5.7246%	
Tasa fija (pesos)	-	-	10,033,017	20,376,655	1,999,098	88,349,072	120,757,842	174,683,692
Tasa de interés promedio (%)							7.4876%	
Tasa fija (UDI)	-	18,477,076	4,764,175	3,874,313		30,081,647	57,197,211	56,536,905
Tasa de interés promedio (%)							2.7458%	
Tasa fija (euros)	1,043	32,042,196	30,801,894	41,508,857	23,655,950	171,255,634	299,265,574	330,573,998
Tasa de interés promedio (%)							3.6736%	
Tasa fija (francos suizos)	4,565,075	6,088,686	12,149,953	3,046,567	-	-	25,850,281	26,957,785
Tasa de interés promedio (%)							1.8387%	
Total de deuda a tasa fija	58,031,935	116,106,214	118,039,660	164,038,840	119,076,937	1,129,772,323	1,705,065,909	1,841,578,940
Tasa variable (dólares)	58,364,536	15,302,101	62,289,546	12,809,666	31,289,725	18,379,557	198,435,131	206,254,219
Tasa variable (yen)	-	-	11,244,800	-	-	-	11,244,800	11,361,079
Tasa variable (pesos)	8,734,371	27,995,083	18,341,742	8,459,163	8,394,483	19,125,764	91,050,606	94,168,981
Total de deuda a tasa variable	67,098,907	43,297,184	91,876,088	21,268,829	39,684,208	37,505,321	300,730,537	311,804,280
Deuda total	$ 125,130,842	159,403,398	209,915,748	185,307,669	158,761,145	1,167,277,644	2,005,796,446	2,153,383,220

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

[1] La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2017 de $ 19.7867 = USD$ 1.00, $ 0.1757 = 1.00 Yen japonés; $ 26.7724 = 1.00 Libra esterlina; $ 5.934551 = 1.00 UDI; $ 23.7549 = 1.00 Euro y $ 20.2992 = 1.00 Franco suizo.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2018[1] [2]

	Año de la fecha de vencimiento esperada							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024 en adelante	Nocional total	Valor razonable [3]
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.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Desglose cuantitativo por año de vencimiento de los instrumentos financieros derivados contratados con propósitos distintos a negociación al 31 de diciembre de 2017[1] [2]

		Año de la fecha de vencimiento esperada							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023 en adelante	Nocional total	Valor razonable
Instrumentos de Cobertura[2] [4]									
IFD de tasa de interés									
Swaps de tasa de interés (Dólares americanos)									
Variable a fija	$	4,704,170	4,717,321	4,730,857	4,686,396	4,570,070	10,143,209	33,552,023	388,851
Tasa de pago promedio		3.16%	3.18%	3.20%	3.22%	3.26%	3.48%	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio		3.19%	3.44%	3.69%	3.81%	3.95%	4.48%	N.A.	N.A.
Swaps de tasa de interés (pesos)									
Variable a fija		-	-	-	-	-	-	-	-
Tasa de pago promedio		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Tasa de cobro promedio		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
IFD de divisas									
Swaps de moneda									
Recibe euros/ Paga Dólares americanos		-	29,898,198	28,719,208	36,902,690	21,302,856	161,617,172	278,440,124	19,065,727
Recibe yenes/ Paga Dólares americanos		-	-	13,039,563	-	-	4,775,551	17,815,114	(1,670,533)
Recibe Libras esterlinas/Paga Dólares americanos		-	-	-	-	10,310,216	11,706,999	22,017,215	1,151,096
Recibe CDI/Paga pesos		-	23,740,341	7,292,520	3,000,000	-	20,605,166	54,638,027	(4,720,592)
Recibe Francos Suizos/Paga Dólares americanos		4,535,474	6,501,082	11,548,658	2,994,374	-		25,579,588	400,316
Opciones de Moneda									
Compra Put, Vende Put y Vende Call sobre yenes		-	-	-	-	-	14,046,320	14,046,320	48,715
Compra Call, Vende Call y Vende Put sobre euros		-	-	-	41,567,998	-	59,382,855	100,950,853	4,919,444
Venta Call sobre Libras esterlinas		-	-	-	-	-	12,031,728	12,031,728	(239,625)
Forward de Tipo de Cambio									
Recibe Dólares americanos / Paga pesos	$	59,360,100	-	-	-	-	-	59,360,100	(2,906,461)

N.A. = no aplica.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(1) La información en esta tabla se ha calculado usando un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2017 de $ 19.7867 = USD$ 1.00 y $ 23.7549 = 1.00 euro.

(2) La Administración de PEMEX usa estos IFD para cubrir riesgos de mercado; sin embargo, estos IFD no califican para propósitos contables como de cobertura y son registrados en los estados financieros como IFD con fines de negociación.

(3) Los números positivos representan un valor razonable favorable a PEMEX.

(4) Las políticas y procedimientos de administración de riesgos de las empresas PMI establecen que los IFD deben ser usados sólo con el propósito de cubrir riesgos, sin embargo, a los IFD contablemente no se les aplica el tratamiento de coberturas.

(Continúa)

B. Valor razonable de los instrumentos financieros derivados

PEMEX evalúa periódicamente la exposición a los precios internacionales de hidrocarburos, tasas de interés y tipos de cambio del Grupo, y utiliza IFD como mecanismo para mitigar fuentes potenciales de riesgo.

PEMEX monitorea periódicamente el valor razonable de los IFD contratados. El valor razonable es un indicativo o estimación del precio al que una parte asumiría los derechos y las obligaciones de la otra, y se calcula para cada IFD a través de modelos utilizados por el mercado financiero internacional con insumos obtenidos de los principales sistemas de información y proveedores de precios, por lo que no requiere de un tercero independiente que lleve a cabo la valuación.

PEMEX calcula el valor razonable de los IFD mediante herramientas desarrolladas por proveedores de información de mercado como Bloomberg y mediante diversos modelos de valuación implementados en los sistemas que se utilizan para integrar las diferentes áreas de negocio y contabilidad de PEMEX, como por ejemplo SAP (System Applications Products). PEMEX no cuenta con políticas para la designación de un agente de cálculo y valuación.

El portafolio de IFD de PEMEX está compuesto principalmente de swaps cuyo MtM es estimado proyectando los flujos futuros y descontándolos con el factor de descuento correspondiente; en el caso de las opciones de moneda, se utiliza el Modelo Black and Scholes y en el caso de las opciones de crudo se utiliza el Modelo de Levy para opciones asiáticas.

De acuerdo con la norma NIIF13 – "Medición del Valor Razonable", el MtM de los IFD debe reflejar la calidad crediticia del instrumento. De esta forma se incorporan en el valor del instrumento las expectativas actuales de riesgo crediticio, reconociendo la probabilidad de incumplimiento de las contrapartes. Debido a lo anterior, PEMEX incorpora un Ajuste por Riesgo de Crédito (CVA por sus siglas en inglés) en el valor razonable de los IFD.

Debido a que las coberturas de PEMEX son de flujo de efectivo, la efectividad de las mismas se mantiene independientemente de las variaciones en los activos subyacentes o variables de referencia, ya que los flujos del activo se compensan totalmente con los de pasivo. Por lo anterior, no se considera necesario un cálculo de medidas de efectividad o el monitoreo de las mismas.

Los supuestos e insumos utilizados por PEMEX para el cálculo del valor razonable de sus IFD se encuentran clasificados en el Nivel 2 de la jerarquía del valor razonable.

Derivados implícitos

PEMEX de conformidad a la política establecida, ha analizado los diferentes contratos celebrados y ha determinado que, de acuerdo a las cláusulas de los mismos, éstos no presentan todos los términos que requieran segregar al derivado implícito. De acuerdo con lo anterior al 31 de diciembre de 2017 no se han reconocido efectos por derivados implícitos (por moneda o por índice).

(Continúa)

Al 31 de diciembre de 2018 PEMEX reconoció una pérdida por $ 3,142,662 en el rubro de (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto, la cual proviene de las variaciones en el valor razonable que presentan las cuentas por cobrar por la venta de hidrocarburos cuyas obligaciones de desempeño han sido satisfechas y cuya determinación del precio final se encuentra indexada a precios futuros del propio hidrocarburo.

Tratamiento contable

PEMEX contrata los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compromisos en firme, transacciones pronosticadas y a sus activos o pasivos reconocidos en el estado de situación financiera. Sin embargo, algunos de estos IFD no cumplen con los requerimientos de la norma contable para ser designados formalmente como instrumentos con fines de cobertura, por lo cual se contabilizan como operaciones con fines de negociación, aunque económicamente los flujos de efectivo generados por estos instrumentos se compensarán, eminentemente en el tiempo, con los flujos a generar por los activos o a liquidar por los pasivos a los cuales se encuentran asociados y por ende, todo el cambio en el valor razonable de estos instrumentos afecta directamente el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto, en el estado consolidado del resultado integral.

Al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, el valor razonable neto de los IFD, vigentes o posiciones abiertas y de las posiciones vencidas no realizadas, reconocidos en el estado consolidado de situación financiera, asciende a $6,487,032 y $ 12,367,475, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, PEMEX no tiene IFD designados como instrumentos de cobertura.

La siguiente tabla muestra el valor razonable y el monto nocional de los IFD del tipo OTC con posiciones vigentes o abiertas y vencidas no realizadas, al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, considerados por las razones antes expuestas, como operaciones con fines de negociación. Debe hacerse notar que:

- Los valores razonables incluyen CVA y se obtienen de las cotizaciones de mercado provenientes de fuentes comerciales, tales como Bloomberg. Respecto a gas natural y crudo, las curvas forward y volatilidades implícitas se obtienen de Bloomberg.

- El valor razonable se calcula de manera interna, ya sea descontando con la correspondiente curva de rendimientos cupón cero en la divisa original o mediante otros modelos de valuación comúnmente utilizados en el mercado para ciertos instrumentos específicos.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

La información es presentada en miles de pesos (excepto donde se indica).

		31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
		Valor		Valor	
IFD	Posición	Nocional	Razonable	Nocional	Razonable
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 3M + spread	14,147,084	228,909	16,695,028	79,448
Swap de tasa de interés	PEMEX paga fijo en USD y recibe flotante en USD Libor 6M + spread	13,433,579	420,029	15,433,626	332,273
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en MXP TIIE 28d +spread y recibe fijo en UDI.	37,742,553	(237,428)	30,897,687	(216,441)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en MXP y recibe nocional en UDI.	23,740,341	(4,154,665)	23,740,341	(4,504,151)
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe flotante en JPY Libor 6M + spread.	12,971,158	(1,532,612)	13,039,563	(1,804,993)
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en JPY.	4,750,499	419,983	4,775,551	134,461
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 3M + spread y recibe flotante en EUR Libor 3M + spread.	15,073,938	(122,974)	-	-
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en EUR.	327,129,743	5,618,515	278,440,124	19,065,727
Swaps de divisas	PEMEX paga flotante en USD Libor 6M + spread y recibe fijo en GBP.	9,819,995	(2,573)	10,310,216	560,982
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en GBP.	11,645,585	(294,745)	11,706,999	590,113
Swaps de divisas	PEMEX paga fijo en USD y recibe fijo en CHF.	28,117,976	486,310	25,579,588	400,316
Opciones de moneda	PEMEX Compra Put, Vende Put y Vende Call sobre JPY	14,355,685	222,491	14,046,320	48,715
Opciones de moneda	PEMEX Compra Call, Vende Call y Vende Put sobre EUR	95,923,285	2,708,534	100,950,853	4,919,444
Opciones de moneda	PEMEX Vende Call sobre GBP	11,296,695	(232,636)	12,031,728	(239,626)
Opciones de moneda	PEMEX Vende Call sobre CHF	7,315,424	(183,093)	-	-
Opciones de moneda	PEMEX Vende Call sobre EUR	71,096,081	(2,543,075)	-	-
Forward de Tipo de Cambio	PEMEX Paga MXP y Recibe USD	-	-	59,360,100	(2,006,461)
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe fijo	(3,669)	136	(51,724)	6,934
Swaps de Gas Natural	PEMEX Recibe variable	3,622	(94)	50,846	(6,114)
Opciones de Gas Natural	PEMEX Compra Call	989	4	18,625	398
Opciones de Gas Natural	PEMEX Vende Call	(989)	(4)	(18,625)	(397)
Swaps de tasa de interés	PEMEX paga fijo en US$ y recibe flotante en US$ Libor 1M.	1,115,854	(4,192)	1,423,368	(22,870)
Subtotal			**796,820**		**17,337,758**

(Continua)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
IFD	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Opciones de Crudo	111.68	$ 5,690,212	153.56	$ (5,010,187)

		31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
IFD	Mercado	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable	Volumen (millones de barriles)	Valor Razonable
Futuros	Bursátil	2.6	$ 441,954	2.1	$ (141,693)
Swaps de Petrolíferos	Bursátil	4.9	$ 760,603	1.3	$ (99,680)

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

El importe de los Futuros y de los Swaps de petrolíferos se presentan dentro del activo circulante como parte del rubro de Efectivo y equivalentes de efectivo por considerarse totalmente líquidos.

Tipos de cambio $ 19.6829 y $ 19.7867 pesos por dólar, utilizados para fines de conversión a pesos al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, respectivamente. En su caso, se utilizó un tipo de cambio de $ 22.5054 pesos por euro al 31 de diciembre de 2018 y de $ 22.3109 pesos por euro al 31 de diciembre de 2017.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, PEMEX reconoció una (pérdida) utilidad neta de $(22,258,613), $25,338,324 y $(14,000,987), respectivamente, reportada en el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto, correspondiente a los IFD contabilizados como operaciones con fines de negociación.

Las siguientes tablas muestran el valor razonable de los IFD, que se muestra en el rubro Instrumentos financieros derivados del estado consolidado de situación financiera, en dicho rubro se registran tanto las posiciones vigentes o abiertas como las posiciones vencidas no realizadas, de PEMEX al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		Derivados del activo Valor razonable	
		Al 31 de Diciembre de	
		2018	2017
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Opciones de crudo	$	5,690,212	397,630
Opciones de divisas		2,931,025	4,968,159
Opciones de gas natural		4	398
Swaps de divisas		13,111,838	24,126,452
Swaps de gas natural		260	7,003
Swaps de propano		-	-
Swaps de tasa de interés		648,938	411,721
Otros		-	202,091
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		22,382,277	30,113,454
Total activo	$	22,382,277	30,113,454

		Derivados en el pasivo Valor razonable	
		Al 31 de Diciembre de	
		2018	2017
Derivados no designados como instrumentos de cobertura			
Forwards	$	-	(2,006,461)
Opciones de crudo		-	(5,407,817)
Opciones de divisas		-	-
Opciones de gas natural		(4)	(397)
Swaps de divisas		(15,890,830)	(10,301,983)
Swaps de gas natural		(218)	(6,182)
Swaps de tasa de interés		(4,193)	(22,870)
Otros		-	(269)
Total derivados no designados como instrumentos de cobertura		(15,895,245)	(17,745,979)
Total pasivo		(15,895,245)	(17,745,979)
Total IFD neto	**$**	**6,487,032**	**12,367,475**

La siguiente tabla presenta el rendimiento (costo) neto por IFD reconocido en el estado consolidado del resultado integral de PEMEX por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, el cual se presenta en el rubro (Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto.

(Continúa)

Derivados no designados como instrumentos de cobertura		Importe del (costo) rendimiento reconocido en el estado consolidado del resultado integral por instrumentos financieros derivados		
		Al 31 de diciembre de		
		2018	2017	2016
Derivados implícitos	$	(3,142,662)	-	-
Forwards		2,007,393	(1,976,241)	-
Futuros		374,112	(779,950)	(1,925,969)
Opciones de crudo		2,329,051	(3,771,604)	-
Opciones de divisas		(2,210,301)	5,255,931	(298,789)
Opciones de gas natural		185	673	(671)
Swaps de divisas		(21,902,567)	27,747,290	(11,633,605)
Swaps de gas natural		117	1,780	831
Swaps de propano		-	-	(3,805)
Swaps de tasa de interés		286,059	(34,306)	(138,979)
Otros		-	(1,105,249)	-
Total	**$**	**(22,258,613)**	**25,338,324**	**(14,000,987)**

(20) Beneficios a los empleados-

Hasta diciembre de 2015, PEMEX tenía únicamente un plan de beneficio definido para el retiro de sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuían. A partir de 2016, PEMEX cuenta además con un plan de contribución definida, en el que tanto PEMEX como el trabajador realizan aportaciones a la cuenta individual del trabajador.

Los beneficios bajo el plan de beneficio definido se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes. Dentro del marco regulatorio de los activos de los planes no existen requisitos mínimos de fondeo. PEMEX tiene establecidos otros planes para cubrir beneficios post empleo, los cuales se basan en estudios actuariales elaborados por peritos independientes y que incluyen la pensión por incapacidad y post mortem de la muerte de pensionados, así como el servicio médico a los jubilados y sus beneficiarios.

Para el plan de beneficio definido, PEMEX cuenta con Fideicomisos para el fondeo de los beneficios a los empleados, cuyos ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto de operación) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones del propio Fideicomiso.

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los montos totales reconocidos por estas obligaciones se muestran a continuación:

		31 de diciembre	
Pasivo por beneficios definidos		**2018**	**2017**
Pasivo por beneficios definidos al retiro y post empleo al final del año	$	1,067,317,120	1,241,072,307
Pasivo por Otros Beneficios a Largo Plazo		13,224,926	17,363,815
Pasivo por beneficios definidos al final del año reconocido en el estado consolidado de situación financiera	**$**	**1,080,542,046**	**1,258,436,122**

El detalle de los beneficios se muestra a continuación:

Cambios en el Pasivo Neto Proyectado de Beneficios Definidos retiro y post empleo:

		31 de diciembre	
Pasivo Neto Proyectado		**2018**	**2017**
Pasivo por Beneficios Definidos al inicio del período	$	1,241,072,307	1,202,624,665
Reconocimiento de las modificaciones al plan de pensiones		-	8,327
Costo del Servicio		20,819,804	13,079,341
Interés neto		97,571,478	95,402,917
Pago de beneficios definidos		(5,547,170)	(5,105,669)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral debido a:			
Cambios en supuestos Financieros		(214,105,342)	47,182,448
Cambios en supuestos Demográficos		(71,958,462)	(70,012,604)
Por experiencia durante el ejercicio		53,779,484	10,272,231
En activos durante el ejercicio		646,318	(453,206)
Efecto del techo del activo*		279,674	-
Traspaso al fondo de beneficios de largo plazo*		410,775	-
Remediciones		2,146	26,417
Contribuciones al fondo		(55,653,892)	(51,952,560)
Traspaso al fondo de Beneficios a Largo Plazo			
Pasivo por Beneficios Definidos al final del año	**$**	**1,067,317,120**	**1,241,072,307**

* PMI

(Continúa)

Cambios en los Activos del Plan		31 de diciembre 2018	2017
Activos del Plan al inicio del año	$	8,485,692	9,489,666
Rendimiento esperado de los activos		862,175	902,550
Pagos con cargo al fondo de pensiones		(56,834,688)	(54,312,270)
Contribuciones de la empresa al fondo		55,653,892	51,952,559
Ganancia / (Pérdida) actuarial de activos		(653,583)	453,187
Efecto del Techo del activo		(313,017)	-
Activos del Plan al final del año	**$**	**7,200,471**	**8,485,692**

El monto de las ganancias actuariales correspondientes a los beneficios al retiro y post empleo reconocidas en otros resultados integrales neto de impuesto sobre la renta diferido por $222,545,556 generados en el ejercicio 2018 obedece principalmente al incremento de la tasa de descuento al pasar de 7.89% a 9.29%, así como a la modificación en el supuesto de composición familiar a la jubilación para el personal activo, y a la modificación en la hipótesis de mortalidad para el personal jubilado. Otros factores que influyen fueron el cambio que sufrieron las obligaciones por concepto de movimientos en la población, edad, antigüedad, salario, pensiones y prestaciones, al aumento en las tasas de las ayudas de gas, gasolina y canasta básica (de 3.75% a 4.00%) para el personal jubilado, el aumento en la tasa de incremento salarial (de 4.77% a 5.02%) así como en el supuesto de inflación a largo plazo (de 3.75% a 4.00%).

Con base en la norma, la tasa de descuento del Pasivo Laboral se ha estimado utilizando como referencia las tasas de interés observadas en los bonos gubernamentales denominados en pesos (Cetes y Bonos M). Durante 2018, las tasas de interés de largo plazo de dichos bonos tuvieron un incremento de 100 pb promedio, como consecuencia de la volatilidad registrada en los mercados financieros mexicanos hacia el cierre del año. El incremento en dichas tasas impactó directamente en la estimación de la tasa de descuento del Pasivo Laboral.

Las contribuciones de la empresa al fondo incluyen el pagaré con vencimiento al 31 de marzo de 2018 por $2,551,024 derivada de la Aportación del Gobierno Federal con motivo de la Modificación del Plan de Pensiones de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias. (Ver Nota 17-a.).

La contribución esperada para el Fondo en Fideicomiso para el ejercicio 2019 asciende a $63,235,620 y los pagos a $68,387,355.

La distribución de los activos del plan a la fecha de presentación de información es la siguiente:

Activos del Plan		31 de diciembre 2018	2017
Efectivo y equivalentes de efectivo	$	4,976,125	135,757
Activos Financieros disponibles para la venta		-	1,034,178
Instrumentos de deuda		2,224,346	7,315,757
Suman los Activos del Plan	**$**	**7,200,471**	**8,485,692**

(Continúa)

Cambios en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD)		31 de diciembre 2018	2017
Obligaciones por Beneficios Definidos al inicio del año	$	1,249,557,999	1,212,114,331
Costo del servicio		18,365,156	19,762,661
Costo financiero		98,759,209	96,331,015
Costo por servicios pasados		(103,845)	-
Pago de beneficios definidos		(62,388,283)	(59,417,940)
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido a través de otras partidas de utilidad integral[1]		(232,284,320)	(12,594,541)
Obligaciones liquidadas		(457,168)	-
Remediciones		2,139	(1,471)
Reducciones		-	(26,399)
Modificaciones al plan		2,782,151	(6,609,657)
Obligaciones por Beneficios Definidos al final del año	**$**	**1,074,233,038**	**1,249,557,999**

[1] Estas ganancias y pérdidas obedecen a cambios en supuestos financieros, demográficos y por experiencia durante el ejercicio.

Los efectos en el Pasivo Laboral por Beneficios definido al retiro y post empleo al final del periodo son:

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -10.56% y 13.00%, respectivamente, en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 2.15% y -1.69%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 8.54% y -7.54%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 1.25% y -1.10%, respectivamente en las obligaciones.

Los efectos mencionados anteriormente fueron determinados considerando el método de crédito unitario proyectado, que es el mismo que se utilizó en la valuación anterior.

La tabla base de mortalidad para el personal activo es la EMSSA2009 de la Circular Única de la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas con mejoras a la mortalidad al 2018. Para la valuación a diciembre se actualizó la tabla de mortalidad para el personal jubilado a una propuesta del actuario con base en la experiencia de Pemex. Por otro lado, la tabla de mortalidad para el personal incapacitado es la EMSSInc-IMSS2012 y para el personal inválido es la EMSSInv-IMSS2012.

(Continúa)

Los activos del plan están en un fideicomiso denominados Fondo Laboral PEMEX (FOLAPE), administrado por BBVA BANCOMER, S. A. y tiene un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria.

Las siguientes tablas presentan información de los activos del plan medidos a valor razonable e indican su jerarquía, conforme a lo establecido en la NIIF 13, al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

		*Medición del valor razonable utilizado al 31 de diciembre de 2018			
Activos del Plan:		**Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)**	**Otros insumos observables significativos (nivel 2)**	**Insumos no observables significativos (nivel 3)**	**Total**
Efectivo y equivalentes de efectivo	$	4,976,125	-	-	4,976,125
Instrumentos de deuda		2,224,346	-	-	2,224,346
Total	**$**	**7,200,471**	**-**	**-**	**7,200,471**

		Medición del valor razonable utilizando al 31 de diciembre de 2017			
Activos del plan:		**Precios cotizados en mercados activos (nivel 1)**	**Otros insumos observables significativos (nivel 2)**	**Insumos no observables significativos (nivel 3)**	**Total**
Efectivo y equivalentes de efectivo	$	135,757	-	-	135,757
Activos Financieros disponibles para la venta		1,034,178	-	-	1,034,178
Instrumentos de deuda		7,315,757	-	-	7,315,757
Total	**$**	**8,485,692**	**-**	**-**	**8,485,692**

Los principales supuestos actuariales utilizados para determinar la obligación de los beneficios definidos para el plan se muestran en la siguiente página:

	31 de diciembre	
	2018	**2017**
Tasa de incremento de los salarios	5.02%	4.77%
Tasa de incremento de las pensiones	4.00%	3.75%
Tasa de incremento de servicios médicos	7.65%	7.65%
Supuesto de inflación	4.00%	3.75%
Tasa de incremento canasta básica para personal activo	5.00%	5.00%
Tasa de incremento canasta básica para personal jubilado	4.00%	3.75%
Tasa de incremento gas y gasolina	4.00%	3.75%
Tasa de descuento y de rendimiento de los Activos del Plan	9.29%	7.89%
Duración promedio de la obligación (años)	15.04	18.40

(Continúa)

Con base en la norma, la tasa de descuento del Pasivo Laboral se ha estimado utilizando como referencia las tasas de interés observadas en los bonos gubernamentales denominados en pesos (Cetes y Bonos M). Durante 2018, las tasas de interés de largo plazo de dichos bonos tuvieron un incremento de 100 pb promedio, como consecuencia de la volatilidad registrada en los mercados financieros mexicanos hacia el cierre del año. El incremento en dichas tasas impactó directamente en la estimación de la tasa de descuento del Pasivo Laboral.

Otros beneficios a largo plazo

Petróleos Mexicanos tiene establecidos otros planes de beneficios a largo plazo para sus trabajadores, a los cuales éstos no contribuyen y que corresponden a la prima de antigüedad pagadera por invalidez, a la pensión post mortem (pagadera a la viuda del trabajador), servicio médico, gas y canasta básica por la muerte de trabajadores activos. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de separación. Las obligaciones y costos correspondientes a dichos planes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

Los montos reconocidos por las obligaciones a largo plazo son los siguientes:

Cambios en el pasivo de Otros Beneficios a Largo Plazo		**31 de diciembre 2018**	**2017**
Pasivo/(Activo) por beneficios definidos al inicio del período	$	17,363,815	17,784,771
Costo de servicios presentes		(18,085)	-
Cargo a resultados del período		2,885,875	3,277,847
Monto de (ganancias) y pérdidas actuariales reconocido en resultados del ejercicio debido a:			
Cambios en supuestos Financieros		(3,741,132)	878,516
Cambios en supuestos Demográficos		(751,052)	(1,015,274)
Por experiencia durante el ejercicio		(2,259,569)	(3,558,599)
Interés Real Excluyendo ingreso por intereses		125,485	-
Efecto del Techo del Activo		33,344	-
Pago de Beneficios		(2,980)	(3,446)
Traspaso al fondo de beneficios post empleo reconocido en otras partidas de resultado integral		(410,775)	-
Pasivo por beneficios definidos al final del año	**$**	**13,224,926**	**17,363,815**

Los pagos esperados de los beneficios a largo plazo ascienden a $300,869.

Los efectos en el pasivo por beneficios a largo plazo al final del período son:

El efecto de considerar una tasa de descuento de + - 1 punto porcentual es de -14.80% y 19.25%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento de servicios médicos de + - 1 punto porcentual es de 4.64% y -3.32%, respectivamente en las obligaciones.

(Continúa)

El efecto de considerar una tasa de incremento de inflación de + - 1 punto porcentual es de 0.48% y -1.73%, respectivamente en las obligaciones.

El efecto de considerar una tasa de incremento salarial de + - 1 punto porcentual es de 4.26% y -3.88%, respectivamente en las obligaciones.

Los principales supuestos actuariales utilizados para determinar la obligación de los beneficios definidos para el plan son los que se muestran a continuación:

	31 de diciembre	
	2018	**2017**
Tasa de incremento de los salarios	5.02%	4.77%
Supuesto de inflación	4.00%	3.75%
Tasa de incremento canasta básica para personal activo	5.00%	5.00%
Tasa de incremento canasta básica para personal jubilado	4.00%	3.75%
Tasa de incremento gas y gasolina	4.00%	3.75%
Tasa de descuento y de rendimiento de los activos del plan	9.29%	7.89%
Duración promedio de la obligación (años)	15.04	18.40

Con base en la norma, la tasa de descuento del Pasivo Laboral se ha estimado utilizando como referencia las tasas de interés observadas en los bonos gubernamentales denominados en pesos (Cetes y Bonos M). Durante 2018, las tasas de interés de largo plazo de dichos bonos tuvieron un incremento de 100 pb promedio, como consecuencia de la volatilidad registrada en los mercados financieros mexicanos hacia el cierre del año. El incremento en dichas tasas impactó directamente en la estimación de la tasa de descuento del Pasivo Laboral.

(21) Provisión para créditos diversos-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la provisión para créditos diversos se integra como sigue:

		31 de diciembre	
		2018	**2017**
Provisión gastos de taponamiento de pozos (ver Nota 15)	$	84,050,900	68,797,600
Provisión juicios en proceso (ver Nota 29)		6,483,078	7,812,689
Provisión gastos protección ambiental		11,219,278	11,067,134
	$	**101,753,256**	**87,677,423**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A continuación se muestra el análisis de la cuenta de provisión para taponamiento de pozos, juicios en proceso y gastos ambientales:

		Taponamiento de pozos	
		31 de diciembre	
		2018	2017
Saldo al inicio del año	$	68,797,600	64,967,710
Incremento de la provisión contra el activo fijo		22,313,529	(3,791,482)
Efecto de tasa de descuento y tipo de cambio contra resultados		(6,953,200)	7,774,000
Aplicación de la provisión		(107,029)	(152,628)
Saldo al final del año	**$**	**84,050,900**	**68,797,600**

		Juicios en proceso	
		31 de diciembre	
		2018	2017
Saldo al inicio del año	$	7,812,689	15,119,692
Incremento de la provisión contra resultados		1,194,547	2,835,357
Cancelación de la provisión contra resultados		(2,502,807)	(1,973,153)
Aplicación de la provisión		(21,351)	(8,169,207)
Saldo al final del año	**$**	**6,483,078**	**7,812,689**

		Gastos ambientales	
		31 de diciembre	
		2018	2017
Saldo al inicio del año	$	11,067,134	8,230,476
Incremento de la provisión contra resultados		1,390,838	3,203,982
Cancelación de la provisión		(1,106,693)	(312,937)
Aplicación de la provisión		(132,001)	(54,387)
Saldo al final del año[1]	**$**	**11,219,278**	**11,067,134**

(1) PEMEX está sujeto al cumplimiento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, por lo que se llevan a cabo auditorías ambientales a algunas de sus instalaciones. Derivado de los resultados obtenidos en las auditorías terminadas, se han suscrito convenios con la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), para elaborar y cumplir con los diversos planes de acción, y corregir las irregularidades detectadas que consideran trabajos para remediar los daños ambientales causados, inversión en equipo, mantenimiento, mano de obra y materiales.

(Continúa)

Provisiones para taponamiento

PEMEX crea una provisión para los costos futuros de taponamiento de las instalaciones de producción de petróleo y los oleoductos en forma descontada al momento de realizar dichas instalaciones.
La provisión para taponamiento representa el valor presente de los costos de taponamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas. Estas provisiones se han creado con base en las estimaciones internas de PEMEX. Con base en el entorno económico actual, se han realizado supuestos que, de acuerdo con la administración, constituyen una base razonable sobre la cual se estima el pasivo futuro. Estas estimaciones son revisadas con regularidad para tomar en cuenta cualquier cambio material en los supuestos. Sin embargo, los costos de taponamiento reales dependerán a la larga de los precios de mercado futuros para los trabajos de taponamiento necesarios, los cuales reflejarán las condiciones de mercado en el momento que se realicen los trabajos.

Además, el momento de taponamiento seguramente dependerá del momento en que los yacimientos dejen de tener producción, tasas económicamente viables, lo que, a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo y gas, los cuales son inherentemente inciertos.

(22) Revelaciones al estado de flujo de efectivo-

A continuación se muestran las partidas que no representan flujo de efectivo.

	31 de diciembre		
	2018	**2017**	**2016**
Actividades de inversión			
Activos financieros disponibles para la venta [1]	$ -	5,564,130	207,817
Actividades de financiamiento			
Contratos de obra pública financiada	-	-	146,217,292
Efecto acumulado por conversión[2]	846,191	6,096,459	21,386,903
Intereses devengados no cobrados[3]	9,333,347	9,053,852	3,597,654
Intereses devengados no pagados[4]	5,437,633	8,734,131	9,326,945

[1] Debido al cambio en el valor razonable en las acciones de Repsol, S A, se reclasificó este importe del resultado integral al resultado del ejercicio.
[2] Representa el efecto de la valuación de las diferentes subsidiarias cuya moneda funcional es diferente a la moneda de reporte de PEMEX.
[3] Principalmente por los documentos por cobrar al Gobierno Federal.
[4] Representa los intereses devengados no pagados provenientes principalmente de la deuda.

(23) Impuestos y derechos-

El 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, misma que entró en vigor el 1° de enero de 2015. Este ordenamiento establece a partir de esta última fecha el régimen fiscal para Petróleos Mexicanos aplicable a las asignaciones y a los contratos. Así mismo cada año se publica la Ley de Ingresos de la Federación que contiene disposiciones específicas para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

(Continúa)

Régimen fiscal aplicable a Asignaciones

El régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, consiste en los siguientes Derechos:

(a) Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)-

A partir del 1 de enero de 2015, Pemex Exploración y Producción está obligada a pagar el DUC.

Este derecho se determinó aplicando la tasa de 66.25% y 67.50% para 2018 y 2017 respectivamente, a la diferencia que resultó de disminuir el valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio (incluyendo el autoconsumo, mermas o quema), las deducciones permitidas por la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, entre las que se consideran parte de las inversiones más algunos costos, gastos y derechos. Conforme a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, este derecho ha ido disminuyendo anualmente y a partir del 1 de enero de 2019, se establece una tasa de 65%.

Durante 2018 se causó DUC por un total de $443,294,170, cifras de la declaración anual normal del ejercicio 2018, misma que se presentó el 25 de marzo de 2019, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de $443,785,240 quedado un saldo a favor por $491,070 al cierre de diciembre de 2018.

Durante 2017 Pemex Exploración y Producción causó DUC por un total de $372,902,629, el cual se acreditó con pagos provisionales mensuales por la cantidad de $377,192,377, generando un saldo a favor por $4,289,748, que se presenta en el rubro de cuentas por cobrar, neto, en el estado de situación financiera.

El resultado contable difiere del resultado fiscal para efectos del DUC, principalmente por diferencias en depreciación, gastos no deducibles y otros. Tales diferencias ocasionan un DUC diferido.

El cargo a resultados por derechos y otros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se integra como sigue:

		31 de diciembre		
		2018	**2017**	**2016**
Derecho a la Utilidad Compartida (DUC)	$	443,294,170	372,902,629	304,299,019
DUC de años anteriores		14,883	2,095,429	-
Otros		446,464	260,775	514,356
Gasto (beneficio) por DUC diferido		26,178,078	(37,214,624)	(27,651,571)
Total de DUC y otros	**$**	**469,933,595**	**338,044,209**	**277,161,804**

(Continúa)

Los principales conceptos que originan el saldo del activo por DUC diferido son:

		31 de diciembre	
		2018	**2017**
DUC diferido activo:			
Créditos fiscales	$	577,278,473	541,360,940
DUC diferido activo		577,278,473	541,360,940
DUC diferido pasivo:			
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		(288,913,978)	(455,697,786)
DUC diferido pasivo		(288,913,978)	(455,697,786)
DUC diferido neto, activo		288,364,495	85,663,154
DUC diferido no reconocido		(249,676,378)	(20,796,959)
Activo a largo plazo, neto	**$**	**38,688,117**	**64,866,195**

El gasto esperado por DUC es diferente del que resultaría de aplicar la tasa del 65% a la base fiscal, como resultado de las partidas que se mencionan a continuación:

		2018	**2017**	**2016**
Gasto esperado:	$	307,269,035	127,436,912	159,897,683
(Incremento) reducción resultante de:				
Beneficio esperado de contratos		(5,797,144)	-	-
Derechos ejercicio anterior		9,860	-	-
Ingresos no acumulables		(593,158,584)	(514,780,219)	(423,761,673)
Gastos no deducibles		291,676,831	387,343,306	263,863,990
Valor de la producción		610,206,103	518,433,469	441,655,000
Derechos deducibles		(55,005,397)	(39,503,110)	(29,918,201)
Reserva de DUC diferido		-	(48,689,612)	69,486,571
Gasto por DUC diferido		26,178,078	-	-
Límite de deducciones		(111,906,534)	(94,552,741)	(204,575,922)
DUC de años anteriores		14,883	2,095,429	-
Otros		446,464	260,775	514,356
Gasto por derecho a la utilidad compartida	**$**	**469,933,595**	**338,044,209**	**277,161,804**

El 18 de agosto de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el decreto por el que se otorgaron beneficios fiscales para las actividades de extracción en asignaciones con campos maduros y/o marginales, incrementando sustancialmente los porcentajes aplicables para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones, en el cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida. El beneficio que se obtuvo por la aplicación de este decreto fue de $11,170,076 y $7,769,915, en el ejercicio de 2018 y 2017 respectivamente.

Asimismo, el 30 de noviembre de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, un acuerdo por el que se reformaron y adicionaron las reglas de valoración de hidrocarburos aplicables a los derechos sobre hidrocarburos, en las mismas se realizan ajustes y calibración de fórmulas conforme el entorno actual de producción y enajenación de hidrocarburos resultando un beneficio estimado de $8,854,391.

También en 2017 la Secretaria de Hacienda y Crédito Publico autorizó la compensación de $2,186,963 por el reconocimiento del justo valor económico de las inversiones afectadas como resultado del proceso de adjudicación de asignaciones para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en el artículo Vigésimo Primero Transitorio de la LIF 2017.

(b) Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)-

Este derecho resulta de aplicar al valor del hidrocarburo extraído (petróleo, gas natural asociado, gas natural no asociado, condensados), la tasa que corresponda según la fórmula establecida por cada tipo de hidrocarburo y empleando los precios de hidrocarburos en dólares por unidad, según corresponda.

Durante 2018 Pemex Exploración y Producción realizó pagos netos de este derecho por un total de $ 83,027,015, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

(c) Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)-

Pemex Exploración y Producción como asignatario tiene la obligación de hacer pagos mensuales de este derecho. En 2018 las cuotas fueron de 1,294.71 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de 60 meses, este derecho se incrementará a 3,096.04 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes adicional que el área no esté produciendo. Estas cantidades serán actualizadas anualmente de conformidad con el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

Durante 2018 Pemex Exploración y Producción realizó pagos de este derecho por un total de $1,027,058, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

(d) Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos-

Las asignaciones otorgadas por el Gobierno Federal causan un impuesto sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. El impuesto mensual que se paga durante la fase de exploración y hasta que la fase de extracción inicie es de 1,688.74 pesos por cada kilómetro cuadrado. Durante la fase de extracción, el impuesto mensual que se paga desde que inicie la fase de extracción y hasta que la asignación termine es de 6,754.99 pesos por kilómetro cuadrado. Durante 2018 se realizaron pagos por este impuesto por un total de $ 4,114,450, los cuales fueron registrados en el costo de ventas.

(Continúa)

Régimen fiscal aplicable a contratos

A partir del 1 de enero de 2015, el régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción para efectos de los contratos lo establece la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la cual regula, entre otros, los términos fiscales que serán aplicables a los contratos de exploración y extracción (licencia, utilidad compartida, producción compartida y servicios) y estipula los siguientes impuestos, derechos y otros pagos al Gobierno Federal.

- Cuota Contractual para la Fase Exploratoria. Durante la fase exploratoria del área que tenga un contrato de exploración y extracción, se prevé una cuota mensual a favor del Gobierno Federal de 1,294.71 pesos por kilómetro cuadrado de las áreas no productivas. Después de los 60 meses, esta cuota se incrementa a 3,096.04 pesos por kilómetro cuadrado por cada mes que el área no esté produciendo. La cuota se actualizará anualmente de acuerdo al INPC.

- Regalías. El monto de las regalías se determinará con base en el valor contractual para cada tipo de hidrocarburo, que a su vez se basa en diversos factores como el tipo de hidrocarburo, el volumen de producción y su precio de mercado. Las regalías son pagaderas en los contratos de licencia, así como en los contratos de producción compartida y de utilidad compartida.
- Pago del Valor Contractual. En los contratos de licencia se debe efectuar un pago calculado como un porcentaje del "valor contractual" de los hidrocarburos producidos, conforme lo determine la SHCP, en cada caso.

- Porcentaje a la Utilidad Operativa. Los contratos de producción compartida y de utilidad compartida establecerán el pago equivalente a un porcentaje específico de las utilidades operativas. En el caso de los contratos de producción compartida, dicho pago será efectuado en especie, mediante la entrega de los hidrocarburos producidos. En el caso de los contratos de utilidad compartida, dicho pago deberá efectuarse en efectivo.
- Bono a la firma. A la firma de un contrato de licencia, el contratista deberá pagar al Gobierno Federal una cantidad establecida por la SHCP en los términos y condiciones de la licitación correspondiente o en los contratos que sean resultado de una migración.

- Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Los contratos de exploración y extracción otorgados por el Gobierno Federal incluirán un impuesto sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. Un impuesto mensual por $1,688.74 pesos por cada kilómetro cuadrado se pagará durante la fase de exploración y hasta que la fase de extracción inicie. Durante la fase de extracción, un impuesto mensual por $6,754.99 pesos por kilómetro cuadrado se pagará desde el inicio de la extracción y hasta que el contrato de exploración y extracción terminen.

Otros impuestos aplicables

Las Entidades Subsidiarias son sujetas a la Ley del Impuesto Sobre la Renta y la Ley del Impuesto al Valor Agregado. Pemex Transformación Industrial es sujeta a la ley del IEPS vigente.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

A continuación se mencionan los impuestos indirectos:

(a) Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)-

- IEPS sobre la venta de combustibles automotrices: Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles para automoción, gasolina y diésel, que Pemex Transformación Industrial recauda en nombre del Gobierno Mexicano. Las cuotas aplicables para 2018 han sido de 4.59 pesos por litro de gasolina Magna; 3.88 pesos por litro de gasolina Premium y 5.04 pesos por litro de diésel. Esta cuota se actualiza anualmente de acuerdo con la inflación y se ajusta mensualmente por las autoridades fiscales. Estas cuotas también gravan la importación de estos combustibles.

- IEPS a beneficio de entidades federativas y municipios: Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles para automoción, gasolina y diésel, que Pemex Transformación Industrial recauda en nombre del Gobierno Mexicano. Las cuotas aplicables para 2018 han sido 40.52 centavos por litro de gasolina Magna, 49.44 centavos por litro de gasolina Premium y 33.63 centavos por litro de diésel. Esta tarifa se actualiza anualmente con la inflación. Los fondos recaudados por esta cuota se asignan a los estados y municipios según lo previsto en la Ley de Coordinación Fiscal.

- IEPS a los Combustibles Fósiles: Este impuesto es una cuota sobre las ventas internas de combustibles fósiles, que Pemex Transformación Industrial recauda en nombre del Gobierno Mexicano. Las cuotas aplicables para 2018 han sido 6.93 centavos por litro para el propano, 8.98 centavos por litro para el butano, 12.17 centavos por litro para la gasolina y gas avión, 14.54 centavos por litro para turbosina y otros querosenos, 14.76 centavos por litro para diésel, 15.76 centavos por litro para combustóleo y $18.29 por tonelada de coque de petróleo. Esta cuota se incrementa anualmente de acuerdo con la inflación.

(b) Impuesto al Valor Agregado ("IVA")-

Para el IVA se determinan pagos mensuales definitivos con base en flujo, de acuerdo con las disposiciones de la Ley del Impuesto al Valor Agregado, aplicable a los contribuyentes de este impuesto. La tasa general es del 16% y la de actividades incentivadas es del 0%.

El IVA se causa por la enajenación de bienes, prestación de servicios, otorgamiento del uso o goce temporal de bienes en territorio nacional y por la importación de bienes y servicios a territorio nacional. Los contribuyentes trasladan el IVA a sus clientes y tienen derecho a acreditar el IVA pagado a sus proveedores y en sus importaciones. El neto entre el IVA trasladado a clientes y el pagado a proveedores y en importaciones, resulta cada mes en un saldo a pagar al fisco o en una cantidad a favor del contribuyente. El IVA a favor se tiene derecho a acreditarlo contra IVA por pagar en futuros meses, a solicitar su devolución o a compensarlo contra otros impuestos federales a su cargo.

(c) Impuesto sobre la Renta (ISR)-

A partir del 1 de enero de 2015 Petróleos Mexicanos, y las Entidades Subsidiarias son sujetos de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, así como algunas compañías subsidiarias.

El ISR se calcula aplicando la tasa del 30% al resultado fiscal, obtenido en el ejercicio. El resultado fiscal se determina como sigue: se obtendrá la utilidad fiscal disminuyendo de la totalidad de los ingresos acumulables obtenidos en el ejercicio, las deducciones autorizadas en el Título II. A la utilidad fiscal del ejercicio se le disminuirán en su caso, las pérdidas fiscales pendientes de aplicar de ejercicios anteriores.

(Continúa)

El resultado contable difiere del resultado fiscal debido principalmente a efectos de inflación, diferencias entre depreciación, gastos no deducibles y otros.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 dichas compañías generaron ISR como se muestra como sigue:

		31 de diciembre		
		2018	**2017**	**2016**
ISR causado	$	3,109,971	3,546,912	6,201,842
ISR diferido		(11,465,343)	(9,334,064)	(18,842,211)
Total ISR	**$**	**(8,355,372)**	**(5,787,152)**	**(12,640,369)**
ISR por dividendos obtenidos de PMI HBV por tratarse de Régimen Fiscal Preferente	**$**		**722,984**	

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 el ISR diferido activo neto, de las EPS Pemex Transformación Industrial y Pemex Exploración y Producción no se ha reconocido debido a que no se tiene la certeza de que se generen utilidades fiscales en el futuro.

		Efecto Fiscal	
		2018	**2017**
Activos			
Provisiones	$	161,103,132	86,967,057
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		17,825,338	-
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar		489,166,032	566,055,701
Total activo		668,094,502	653,022,758
Pasivos			
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		159,942,782	152,028,015
Otros		1,072,383	429,818
Total pasivos		161,015,165	152,457,833
Total de activos, neto	**$**	**507,079,337**	**500,564,925**

(Continúa)

Los principales conceptos que originan el saldo del activo (pasivo) por ISR diferido son lo que se muestran a continuación:

		31 de diciembre de 2017	Reconocido en resultados	Reconocido en ORI	31 de diciembre de 2018
Impuesto sobre la renta diferido activo:					
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
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo):					
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		(3,443,618)	813,021	-	(2,630,597)
Otros		(810,310)	(1,071,405)	-	(1,881,715)
Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)		(4,253,928)	(258,384)	-	(4,512,312)
Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto	**$**	**77,072,362**	**11,465,343**	**(8,953,404)**	**79,584,301**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		31 de diciembre de 2016	Reconocido en resultados	Reconocido en ORI	31 de diciembre de 2017
Impuesto sobre la renta diferido activo:					
Provisiones	$	4,626,602	2,484,063	-	7,110,665
Pasivo laboral		44,859,222	3,027,519	(800,284)	47,086,457
Anticipo de clientes		30,324	11,884	-	42,208
Pasivos acumulados		2,198,664	(1,453,799)	-	744,865
Cuentas incobrables		778,179	(38,431)	-	739,748
Instrumentos financieros derivados		223,518	(144,263)	-	79,255
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		1,390,952	2,599,161	-	3,990,113
Pérdidas fiscales pendientes de amortizar[1]		18,565,657	2,967,322	-	21,532,979
Total impuesto sobre la renta diferido activo		72,673,118	9,453,456	(800,284)	81,326,290
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		(3,632,294)	188,676	-	(3,443,618)
Otros		(502,242)	(308,068)	-	(810,310)
Total impuesto sobre la renta diferido (pasivo)		(4,134,536)	(119,392)	-	(4,253,928)
Total impuesto sobre la renta diferido activo, neto	**$**	**68,538,582**	**9,334,064**	**(800,284)**	**77,072,362**

(1) Las pérdidas fiscales pendientes de amortizar tienen un vencimiento hasta el año 2028.

El gasto deducible atribuible a la utilidad por operaciones continuas antes del ISR, fue diferente del que resultaría de aplicar la tasa del 30% a la utilidad, como resultado de las partidas que se mencionan en la siguiente hoja.

(Continúa)

		31 de diciembre		
		2018	**2017**	**2016**
Beneficio esperado	$	(41,316,168)	(20,055,588)	(14,901,324)
Incremento (reducción) resultante de:				
Efecto fiscal de la inflación, neto		11,742,346	14,302,118	8,098,213
Actualización fiscal de ductos, inmuebles y equipo		(3,359,548)	(3,713,920)	(1,765,183)
Activo diferido no reconocido [1]		21,885,731	-	-
Gastos no deducibles		1,781,012	1,954,659	1,558,120
Otros, neto		911,255	1,725,579	(5,630,195)
Beneficio por impuesto sobre la renta	**$**	**(8,355,372)**	**(5,787,152)**	**(12,640,369)**

[1] No se han reconocido activos por impuestos diferidos por $21,885,731, originados por pérdidas fiscales pendientes por amortizar las cuales vencen entre 2025 y 2028, ya que no es probable que existan ganancias fiscales futuras contra la que Pemex Logística pueda utilizar los beneficios correspondientes.

El efecto acumulado de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales al 31 de diciembre de 2018 y 2017 ascendió a $ 8,734,628 y $ 17,688,032, respectivamente. Así mismo, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el efecto de impuesto diferido de las ganancias y pérdidas actuariales del periodo se encuentra presentado en (pérdida) rendimiento integral por un monto de $ (8,953,404) y $ (800,824), respectivamente.

(24) Patrimonio (déficit)-

(a) Certificados de aportación "A"-

El convenio de capitalización entre Petróleos Mexicanos y el Gobierno Federal estipula que los Certificados de Aportación "A" constituyen el patrimonio permanente.

El 24 de diciembre de 2015, el Gobierno Federal emitió a través de la SHCP un pagaré no negociable por $ 50,000,000 con vencimiento el 31 de diciembre de 2050, relativo a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias (ver nota 17-a).

El 21 de abril de 2016 el Gobierno Federal efectuó una aportación patrimonial a Petróleos Mexicanos por un monto de $ 26,500,000 a fin de contribuir a la salud financiera y en términos de lo señalado en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, esta aportación se reconoció como un incremento en los Certificados de Aportación "A".

El 3 de agosto de 2016, el Gobierno Federal asumió $184,230,586 como parte de las obligaciones de pago en relación con las pensiones y planes de jubilación de Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias. En relación con este mecanismo de apoyo, Petróleos Mexicanos recibió dicha cantidad en pagarés no negociables emitidos por el Gobierno Federal a cambio del pagaré por $50,000,000, emitido a Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015, reconociendo un incremento en el patrimonio por $135,439,612, el cual es el resultado de las obligaciones de pago por $184,230,586 valuadas al 29 de junio de 2016, menos el pagaré por $50,000,000 entregado a Petróleos Mexicanos el 24 de diciembre de 2015, más el incremento en el valor de descuento de los pagarés por el período del 29 de junio al 15 de agosto de 2016 por $1,209,026, fecha en que Petróleos Mexicanos recibió dichos pagarés (ver nota 17-a).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Los Certificados de Aportación "A" se integran como sigue:

		Importe
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2016	$	356,544,447
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2017		-
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2017		356,544,447
Incremento en Certificados de Aportación "A" durante 2018		-
Certificados de Aportación "A" al 31 de diciembre de 2018	**$**	**356,544,447**

(b) Aportaciones del Gobierno Federal-

Al 31 de diciembre de 2018 no existieron movimientos de Aportaciones del Gobierno Federal.

(c) Reserva legal-

Bajo las leyes mexicanas, cada una de las Compañías Subsidiarias requiere destinar un determinado porcentaje de sus utilidades netas a la reserva legal, hasta que dicho monto alcance un importe equivalente a un determinado porcentaje del capital social de cada compañía subsidiaria.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 no existieron movimientos en este rubro.

(d) Déficit acumulado de ejercicios anteriores-

PEMEX ha incurrido en pérdidas de operación en los últimos años. Aún y cuando, la Ley de Concursos Mercantiles no le es aplicable a Petróleos Mexicanos ni a las Entidades Subsidiarias y los contratos de crédito vigentes no incluyen causales de incumplimiento como consecuencia del patrimonio negativo, el Gobierno Federal ha concentrado sus esfuerzos en consolidar la estrategia institucional de PEMEX.

(e) Incertidumbre relativa al Negocio en marcha-

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

Hechos y condiciones

PEMEX ha reconoció pérdidas netas continuas durante los años 2018, 2017 y 2016, por $180,419,837, $280,850,619 y $191,144,342, respectivamente. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se tiene un patrimonio negativo de $1,459,405,432 y $1,502,352,385, respectivamente, derivado principalmente de las pérdidas netas continuas que se han obtenido, y un capital de trabajo negativo de $54,666,333 y de $25,600,895 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Por otro lado, PEMEX tiene una deuda importante, contraída principalmente para financiar los gastos de operación y de inversión necesarios para llevar a cabo sus operaciones debido a su importante carga fiscal (pago de derechos de extracción de hidrocarburos), el flujo de efectivo derivado de las operaciones de PEMEX en años recientes no ha sido suficiente para fondear sus gastos de operación, inversión y otros gastos, por lo que su endeudamiento ha incrementado significativamente y su capital de trabajo ha disminuido; esto aunado a la fuerte caída de los precios del petróleo, que inició a finales de 2014, y su comportamiento volátil subsecuente.

Al inicio de 2019, algunas agencias calificadoras disminuyeron la calificación crediticia de PEMEX, lo cual podría tener un impacto en las tasas de interés de los nuevos contratos o renegociaciones de deuda de PEMEX durante 2019.

Todas estas cuestiones, indican la existencia de una incertidumbre material que puede crear una duda sustancial sobre la capacidad de PEMEX para continuar como negocio en marcha.

PEMEX cuenta con autonomía presupuestaria, y se sujeta al balance financiero, que representa la diferencia entre sus ingresos y su gasto total presupuestado, incluyendo el costo financiero de su deuda, el cual, a propuesta de la SHCP, aprueba el Congreso de la Unión.

En el presupuesto de Egresos de la Federación para 2019 se estima que los egresos presupuestales de PEMEX por $589,736,649 superen los ingresos presupuestales de $524,291,649, en $65,445,000, cifra que corresponde a la meta de balance financiero (negativo) autorizado por el Congreso de la Unión a PEMEX; por lo tanto, en dicho presupuesto se le autoriza a PEMEX un endeudamiento neto de $112,800,000, el cual es considerado por el Gobierno Federal como deuda pública para cubrir su balance financiero negativo.

Con fecha 26 de febrero de 2019, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos tomó conocimiento del presupuesto autorizado a Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, a través del Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2019 y del perfil crediticio de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias. En esa misma fecha fue autorizado el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), en el cual se detallaron las variables operativas en las cadenas de perforación, extracción y transformación industrial, así como su proyecto de resultados financieros.

Los planes de la Administración para superar esta contingencia consisten en implementar una nueva estrategia de negocios enfocada en el fortalecimiento financiero de la compañía a través de medidas internas tales como control de gastos, políticas de austeridad, disminución de la deuda, coberturas de petróleo crudo y el combate al robo de combustible; así como medidas externas, a través del "Programa de Fortalecimiento de Petróleos Mexicanos (el Programa de Fortalecimiento") que considera apoyos por parte del Gobierno Federal por medio de capitalizaciones, una política estable de precios, apoyos fiscales, prepago de pagarés a favor de PEMEX, previamente emitidos por el Gobierno Federal y apoyo en el combate al robo de combustible.

Con fecha 15 de febrero de 2019, como parte de este Programa de Fortalecimiento, el Gobierno Federal anunció parte de los apoyos a PEMEX para poder fortalecerse como empresa estratégica, productiva y sana. Esta primera etapa incluye una aportación de flujos a la empresa, los cuales se obtendrán, entre otros, como se muestra en la siguiente hoja.

(Continúa)

- $25,000,000 a través de una capitalización, ya contemplada en el Presupuesto de Egresos de la Federación, misma que se recibirá en 5 pagos durante 2019, de los cuales se han recibido $15,000,000 a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados (ver Nota 30);

- un cobro anticipado de pagarés durante 2019 por $34,887,250, derivados del apoyo por parte del Gobierno Federal por concepto de pasivo laboral, de los cuales se han recibido a la fecha de estos estados financieros consolidados $28,063,511 (ver Nota 30);

- una reducción gradual de la carga fiscal a partir de 2019 y hasta 2024; a través de una migración de Asignaciones a Contratos con un consecuente incremento en el límite para la deducción/reembolso de costos, gastos e inversiones relacionados con proyectos de extracción y exploración.

Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias no están sujetas a la Ley de Concursos Mercantiles y ninguno de los contratos de financiamiento existentes incluye cláusulas que pudieran dar lugar a la exigibilidad del pago inmediato de la deuda respectiva por tener un patrimonio negativo o ligados a resultados de razones financieras.

(f) Participación no controladora-

El 1o. de julio de 2005, PEMEX celebró un contrato de opción de compra que no fue ejercido con el BNP Private Bank & Trust Cayman Ltd., y que se dio por terminado el 20 de julio de 2015 y se firmó un nuevo contrato de opción de compra con SML Trustees Limited para adquirir el 100% de las acciones de PEMEX Finance Ltd., lo cual le permite a PEMEX tener el control sobre Pemex Finance Ltd., por sus derechos potenciales de voto. A la fecha de estos estados financieros consolidados se ejerció la opción de compra.

Hasta el 30 de noviembre de 2018, los resultados financieros de PEMEX Finance Ltd., se incluían en los estados financieros consolidados de PEMEX; por lo anterior, el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit), neto y el estado consolidado del resultado integral incluían la información de Pemex Finance Ltd, considerando para su presentación como participación no controladora, debido al hecho de que PEMEX no tenía posesión de ninguna de las acciones de PEMEX Finance, Ltd.

El 17 de diciembre de 2018, PEMEX ejerció el contrato de opción de compra del total de las acciones de Pemex Finance Ltd., por lo que al 31 de diciembre de 2018 ya no forma parte de la participación no controladora.

Del mismo modo, debido a que PEMEX no posee el total de las acciones de PMI CIM, HJ Barreras y COMESA, el estado consolidado de variaciones en el patrimonio (déficit) y el estado consolidado del resultado integral presentan la participación no controladora de éstas.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la participación no controladora en el patrimonio (déficit) presentó ganancias de $477,118 y $965,107, respectivamente.

(25) Costos y gastos por naturaleza-

Los costos y gastos por naturaleza, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se integran como se muestra en la hoja siguiente.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

		31 de diciembre		
		2018	**2017**	**2016**
Compra de productos	$	756,867,203	581,355,161	430,813,337
Depreciación y amortización		153,382,040	156,704,513	150,439,492
Costo neto del periodo de beneficios a		114,621,614	108,073,075	109,738,416
Servicios personales		104,284,007	94,470,130	84,414,593
Impuestos y derechos a la exploración y		88,145,519	63,900,374	48,424,861
Conservación y mantenimiento		42,075,043	40,224,754	45,390,282
Pérdidas no operativas [1]		39,439,107	22,945,447	9,091,870
Servicios auxiliares pagados a terceros		23,675,019	21,924,327	25,471,260
Materiales y refacciones		16,850,075	19,165,103	6,970,433
Otros costos y gastos de operación		16,672,534	1,755,170	25,102,484
Pozos no exitosos		15,443,086	6,164,624	29,106,084
Gastos de exploración		13,048,078	6,562,463	4,585,859
Otros impuestos y derechos de la operación		12,248,474	9,900,726	10,066,528
Contratos integrales		8,015,606	15,378,544	4,551,876
Arrendamientos varios		6,487,493	7,786,282	6,482,902
Seguros y fianzas		5,647,101	4,948,610	4,759,016
Fletes		3,525,843	10,317,132	14,452,296
Variación de inventarios		(62,237,591)	(25,542,431)	(6,154,595)
Total de costo de ventas, gastos de distribución y gastos de administración por naturaleza	**$**	**1,358,190,251**	**1,146,034,004**	**1,003,706,994**

(1) De acuerdo a la Resolución RES/179/2017, emitida por la Comisión Reguladora de Energía, las pérdidas no operativas son aquellas que salen fuera de lo contemplado y en estas pueden derivarse de diferentes ilícitos, como es principalmente las sustracciones no autorizadas.

Pemex Logística es la encargada de la distribución de hidrocarburos mediante la red de poliductos y es responsable por el producto que recibe en el punto de recepción hasta su entrega al usuario en el punto de destino. Asimismo, es responsable de conservar la calidad del producto recibido y entregado en su sistema o equipos hasta la entrega al usuario, considerando las interfaces que se generen en el traslado. Pemex Logística determina a través de cálculos mensuales los volúmenes de los productos faltantes.

(Continúa)

(26) Otros ingresos (gastos), neto-

Los otros ingresos (gastos), neto por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se integran como se muestra a continuación:

		2018	2017	2016
Derechos de participación[1]	$	14,165,042	-	-
Otros ingresos		7,525,714	4,277,207	14,228,801
Recuperación siniestros		3,979,698	16,386,250	3,695,217
Otros ingresos por reaseguro		3,615,907	1,986,568	3,694,026
Otros ingresos por servicios		3,786,253	4,720,546	4,266,854
Venta de activo fijo por licitación[2]		3,301,653	-	-
Ingresos por venta de activo fijo		1,850,052	-	2,687,652
Precio de venta de las acciones		1,262,987	3,139,103	22,684,736
Adhesión y mantenimiento de franquicias		1,125,339	917,934	1,059,333
Bases de licitación, sanciones, penalizaciones, etc.		630,365	825,956	3,223,437
Distribuciones efectivo Net Pipeline		274,621	-	-
Estímulo fiscal DUC[3]		-	-	28,439,379
Valor de los activos transferidos a CENAGAS		-	-	7,450,931
Total de otros ingresos		41,517,631	32,253,564	91,430,366
Costo de activos dados de baja		(12,600,191)	(8,447,031)	(2,140,943)
Otros gastos		(5,348,666)	(7,927,150)	(3,581,036)
Siniestros		(474,299)	(3,640,036)	(4,757,116)
Transporte y distribución de gas natural		(41,964)	(6,652,878)	(8,830,967)
Costo de venta de acciones		-	(412,393)	(7,473,698)
Transferencia de activos a CENAGAS		-	-	(35,333,411)
Deterioro del crédito mercantil		-	-	(4,007,018)
Otros costos por servicios prestados		-	-	(2,656,571)
Total de otros gastos		(18,465,120)	(27,079,488)	(68,780,760)
Otros (gastos) ingresos, neto	**$**	**23,052,511**	**5,174,076**	**22,649,606**

(1) Corresponde a derechos por cobrar a los Contratos de Exploración y Extracción (CEE), por las cuales los operadores de los CEE garantizan su participación en dichos contratos.

(2) Corresponde a ventas de activo fijo de exploración y producción.

(3) Se refiere al estímulo fiscal recibido por parte del Gobierno Federal para atenuar el impacto de la baja en los precios internacionales del petróleo en 2016.

(Continúa)

(27) Partes relacionadas-

Los saldos y operaciones con partes relacionadas se deben principalmente a: (i) la venta y compra de productos, (ii) la facturación de servicios administrativos, (iii) préstamos financieros entre partes relacionadas. Las operaciones entre entidades del grupo se llevaron a cabo en condiciones y precios de mercado.

Los consejeros y trabajadores de Petróleos Mexicanos y de sus Entidades Subsidiarias están sujetos a diversa normatividad que regula los conflictos de interés entre las que destacan la Ley de Petróleos Mexicanos, la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos y las Políticas y Lineamientos Anticorrupción para Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales. Estas disposiciones establecen que todos los servidores públicos están obligados a excusarse de intervenir, por motivo de su encargo, en cualquier forma en la atención, tramitación, o resolución de asuntos en los que se tenga un interés personal, familiar, o de negocios, incluyendo aquellos de los que pueda resultar algún beneficio para él, su cónyuge, parientes consanguíneos o por afinidad hasta el cuarto grado, o parientes civiles, o para terceros con los que tenga relaciones profesionales, laborales o de negocios o para socios o sociedades de las que el servidor público o las personas antes referidas formen o hayan formado parte.

El término de partes relacionadas incluye a personas físicas y morales que no pertenecen a PEMEX, pero que, como consecuencia de su relación con PEMEX, pueden tomar ventaja de estar en una situación privilegiada. Del mismo modo, esto se aplica a los casos en los que PEMEX pudiera tomar ventaja de alguna relación privilegiada y obtener beneficios en su posición financiera o resultados de operación.

Las principales operaciones de este tipo con consejeros y directivos relevantes que PEMEX ha identificado son las que se muestran a continuación:

El Lic. Manuel Bartlett Díaz, Director General de CFE, fue designado miembro del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en diciembre de 2018. CFE ha celebrado diversos contratos de compraventa con Pemex Transformación Industrial. Durante 2018, CFE adquirió los siguientes productos de Pemex Transformación Industrial:

Producto		2018
Combustóleo pesado	$	(38,499,999)
Condición comercial		135,667
Diésel Industrial		(6,148,283)
Fletes		(154,115)
GAS Natural		(3,760,115)
Gasolina 87 octanos		(707)
Total	**$**	**(48,427,552)**

Al 31 de diciembre de 2018, CFE tiene un adeudo con Pemex Industrial Transformación por la cantidad de $ 4,635,514.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Remuneración de consejeros y directivos relevantes

El monto de los beneficios de corto plazo pagados a los principales funcionarios de PEMEX durante los ejercicios fiscales terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 ascendió aproximadamente a $ 51,188, $50,749 y $49,165. Los beneficios al retiro y post-empleo se otorgan conforme a lo descrito en la nota 20. Los miembros del Consejo de Administración de PEMEX, con excepción de los consejeros independientes, no reciben remuneración por sus servicios como consejeros. Durante 2018, 2017 y 2016, se efectuaron pagos por $8,878, $7,525 y $8,339 a los consejeros independientes de PEMEX con motivo del ejercicio de su cargo.

Compensaciones y prestaciones

Como prestación a los empleados, se otorgan préstamos administrativos a todos los trabajadores de conformidad con los programas establecidos en el Contrato Colectivo y en el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, respectivamente.

Estos préstamos administrativos son otorgados a cada trabajador que sea elegible, en una cantidad que asciende hasta un máximo de cuatro meses de salario y se deducen del mismo durante un periodo de uno a dos años, a elección del empleado. La mayoría de los empleados de PEMEX aprovecha esta prestación. El monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a los principales funcionarios al 31 de diciembre de 2018 y 2017, fue de $2,069 y $3,466, respectivamente. Al 31 de marzo de 2019, el monto de préstamos administrativos sin liquidar otorgado a dichos funcionarios era de $283.

(28) Compromisos-

a. PMI CIM tiene celebrados diversos contratos para la venta de petróleo en el mercado internacional con empresas del extranjero. Los términos y condiciones de los contratos son específicos para cada cliente y su duración puede ser indefinida (contratos "Evergreen") existiendo en algunos casos plazos mínimos obligatorios (contratos de largo plazo).

b. Se tiene un contrato con un proveedor para el suministro de nitrógeno para el programa de mantenimiento de presión del campo Cantarell. Durante 2007 se incorporó un contrato adicional para suministrar nitrógeno al campo Ku Maalob Zaap, con lo cual el compromiso con este proveedor vence en el año 2027. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el valor estimado del nitrógeno a suministrar durante la vigencia de los contratos asciende aproximadamente a $42,295,796 y $46,877,149, respectivamente. En caso de rescisión del contrato dependiendo de las circunstancias, PEMEX tiene el derecho o la obligación de adquirir del proveedor la planta de nitrógeno en los términos que se establecen en dicho contrato.

(Continúa)

Los pagos futuros estimados por los ejercicios siguientes son como sigue:

Año		Pagos
2019	$	4,691,340
2020		4,956,568
2021		4,988,985
2022		4,999,063
2023		5,017,388
Más de 5 años		17,642,452
Total	**$**	**42,295,796**

c. PEMEX ha celebrado COPF, en los cuales el contratista, a su propio costo, deberá administrar y mantener la ejecución de las obras, objeto de los COPF, las que estarán agrupadas en las categorías de desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento.

El valor estimado de los COPF al 31 de diciembre de 2018 es como sigue:

		Pagos	
Vencimientos		**2018**	**2017**
Menos de 1 año	$	4,461,048	5,533,174
1 a 3 años		1,525,043	1,891,557
4 a 5 años		1,496,380	1,856,006
Más de 5 años		2,518,017	3,123,173
Total	**$**	**10,000,488**	**12,403,910**

d. El valor estimado de los contratos celebrados con diversos contratistas para infraestructura y prestación de servicios al 31 de diciembre de 2018 y 2017 fue como sigue:

		Pagos	
Vencimientos		**2018**	**2017**
Menos de 1 año	$	105,856,669	229,738,368
1 a 3 años		192,105,937	196,335,411
4 a 5 años		15,811,930	123,159,215
Más de 5 años		65,810,305	149,672,236
Total	**$**	**379,584,841**	**698,905,230**

(Continúa)

e. Los pagos futuros estimados por arrendamiento por los ejercicios siguientes son:

Vencimientos	Pagos
Menos de 1 año	$ 4,180,192
1 a 3 años	19,485,821
Más de 5 años	39,057,896
Total	**$ 62,723,909**

(29) Contingencias-

En el curso normal de sus operaciones, PEMEX está involucrado en diversos procedimientos legales por diferentes razones. PEMEX califica la importancia de cada caso y evalúa el posible resultado, creando una reserva por obligaciones contingentes cuando se espera un resultado desfavorable que pueda ser cuantificable. PEMEX no ha registrado reservas relacionadas con juicios pendientes debido a que no se anticipa alguna resolución contraria de importancia, excepto por las provisiones que se mencionan específicamente en esta nota.

PEMEX enfrenta diversos juicios civiles, fiscales, penales, agrarios, administrativos, ambientales, laborales, mercantiles, de amparo y procedimientos de arbitraje, cuya resolución final se desconoce a la fecha de estos estados financieros consolidados. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se tiene registrada una provisión para cubrir dicho pasivo contingente por $6,483,078 y $7,812,689, respectivamente. A continuación se presenta el estado que guardan los principales procesos judiciales, administrativos y arbitrales al 31 de diciembre de 2018:

- El 4 de abril de 2011 Pemex Exploración y Producción fue emplazado en el juicio contencioso administrativo (expediente 4957/11-17-07-1) promovido por EMS Energy Services de México, S. de R.L. de C.V. y Energy Maintenance Services Group I. LLC radicado en la Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, demandando la nulidad de la resolución que contiene la rescisión del contrato de obra pública 420407836, celebrado el 30 de noviembre de 2007. Adicionalmente dichas empresas presentaron juicio contencioso administrativo (expediente 13620/15-17-06) ante la Sexta Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa de la Ciudad de México, reclamando en términos de la Ley Federal de Responsabilidad Patrimonial del Estado, el pago de diversas prestaciones por la cantidad de US$193,713, al amparo del mismo contrato de obra pública, objeto del juicio anterior. Pemex Exploración y Producción contestó la demanda, promoviendo, en la misma, un incidente de acumulación de juicios con el diverso 4957/11-17-07-1 del índice de la Séptima Sala Regional Metropolitana. La Séptima Sala Regional Metropolitana, mediante resolución de fecha 10 de mayo de 2016, determinó procedente y fundado el incidente de acumulación planteado, ordenándose la acumulación del expediente 13620/15-17-06 al diverso 4957/11-17-1. Mediante acuerdo del 3 de mayo del 2017, se declaró cerrada la instrucción del juicio y se ordenó turnar los autos a efecto de que se emita la sentencia. Se encuentra pendiente que se emita resolución en la Segunda Sección de la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Administrativa.

- El 11 de junio de 2015 se notifica el acuerdo del 1° de junio de 2015, dictado por la Segunda Sala Regional del Noreste con número de expediente 2383/15-06-02-4, por el cual se emplaza a Pemex Transformación Industrial al juicio contencioso administrativo promovido por los C. Severo Granados Mendoza, Luciano Machorro Olvera e Hilario Martínez Cerda, en su carácter de Presidente, Secretario y Tesorero del Comisariado Ejidal del Ejido Tepehuaje, en el cual demandan la supuesta resolucion en negativa ficta recaída a su escrito de reclamación patrimonial del Estado, por el que reclamaron de Pemex Transformación Industrial el pago de daños y perjuicios sufridos en huertos de naranja, aparentemente provocados por derrame de hidrocarburo en sus terrenos, por un importe total de $2,094,232. Se contestó la demanda interponiendo diversas excepciones. Respecto a la prueba pericial en materia ambiental y de cítricos, los peritos de la parte actora y demandada rindieron sus peritajes, al no coincidir, la Segunda Sala Regional del Noreste del Tribunal Federal de Justicia Administrativa nombró perito tercero en discordia, quien el 6 de junio de 2018 rindió dictamen inherente a su cargo ratificándolo en esa fecha, concluyendo inexistencia de daño alguno. El 22 de junio de 2018 se solicitó apertura de alegatos; el 31 de agosto de 2018 se presenta escrito formulando alegatos. Mediante proveído de fecha 11 de septiembre de 2018 se decretó cierre de instrucción y se remitió el expediente a la Sala Superior para la emisión del fallo, con motivo de existir facultad de atracción; por lo que, mediante acuerdo de 11 de octubre de 2018 se radicó el expediente a la Sala Superior, para que se formule el proyecto resolución.

- El 8 de julio de 2011, Compañía Petrolera La Norma, S.A. presentó ante la Segunda Sala Regional Hidalgo-México del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, en Tlalnepantla, Estado de México demanda de juicio contencioso administrativo (expediente 4334/11-11-02-6) contra el Director General de Petróleos Mexicanos y el Director General de Pemex Exploración y Producción, reclamando la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros por un monto de $1,552,730. Mediante auto de 20 de agosto de 2014, se remite a la Sala Superior del Tribunal de Justicia Fiscal y Administrativa el expediente para la emisión de la sentencia de primera instancia. El asunto se radicó con el número de expediente 4334/11-11-02-6/1337/14-S2-07-04, de la Segunda Sección de la Sala Superior. Por auto de 7 de septiembre de 2017 se admitió incidente de falsedad de firma otorgándose plazo a la actora para que realice manifestaciones y ofrezca pruebas. Por acuerdo de 4 y 5 de diciembre de 2017, se tuvo por rendido el dictamen pericial en documentos-copia por parte del actor y se tuvo por sustituido al perito de Pemex Exploración y Producción, quien ya emitió su dictamen. El 18 de abril de 2018 se formularon alegatos y el expediente se turnó a la Segunda Sección de la Sala Superior del Tribunal Federal de Justicia Administrativa. En sesión celebrada el 20 de septiembre de 2018, se resolvió: 1. Infundadas las causas de improcedencia. 2. Se configuró la negativa ficta. 3. La actora no probó su acción. 4. Se reconoce la validez de la resolución impugnada en el juicio 4334/11-11-02- 6. Pendiente salga de engrose la sentencia y se notifique. La actora promovió amparo directo por lo que se formularon manifestaciones.

(Continúa)

- El 12 de diciembre de 2017, se recibió la solicitud de arbitraje (Juicio Arbitral expediente 23217/JPA) de SUBSEA 7 de México, S. de R. L. de C.V. (SUBSEA 7) quien reclama la cantidad de US$153,000 por el incumplimiento de los contratos de obra de construcción de oleoductos, 420832856 y 420833820 celebrados con Pemex Exploración y Producción para la realización de trabajos, trabajos extraordinarios, suspensiones, pérdida de productividad, costos indirectos, gastos no recuperables y financieros adicionales que no están dentro del alcance de dichos contratos. El 5 de enero de 2018 se dio contestación a la solicitud de arbitraje y se presentó reconvención. Actualmente está transcurriendo el plazo para que los co-árbitros de las partes designen al presidente del Tribunal Arbitral. El 14 de septiembre de 2018 Pemex Exploración y Producción recibió el Memorial de Demanda (incluyendo todas las pruebas documentales, las declaraciones testimoniales y los informes periciales disponibles), así mismo fueron ampliadas las prestaciones reclamadas a US $310,484. El 4 de enero de 2019 venció el plazo de contestación del Memorial de Demanda.

- El 1 de agosto de 2017 Pemex Exploración y Producción fue emplazado a juicio contencioso administrativo (expediente 11590/17-17-06-2) promovido por Proyectos y Cimentaciones Industriales, S.A. de C.V, radicado en la Sexta Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Administrativa, por la nulidad del acta de finiquito de fecha 22 de marzo de 2017, relativa al contrato 648225826 (servicio de alimentación y hotelería con el apoyo de una unidad habitacional flotante, paquete k). El monto reclamado a Pemex Exploración y Producción es de $800,000 y la cantidad de US$12.82. El 25 de septiembre de 2017 Pemex Exploración y Producción formuló contestación de demanda, haciendo valer causales de improcedencia de la demanda, dando contestación a las pretensiones y hechos expuestos por la demandante. El 4 de septiembre de 2018 se formularon alegatos. La Sala Superior atrajo el asunto para resolverlo.

- En marzo de 2018, Pemex Perforación y Servicios fue notificada del inicio de Arbitraje (No: 01-18-0001-1499) presentada ante el Centro Internacional para la Resolución de Disputas (CIRD) por sus siglas en inglés), división internacional de la Asociación Americana de Arbitraje, por Loadmaster Universal Rigs, Inc., Loadmaster Drilling Technologies, LLC, Ulterra Drilling Technologies Mexico S.A. de C.V. y Kennedy Fabricating, LLC en relación con la construcción y adquisición de dos equipos modulares de perforación por un monto aproximado de US$139,870. El 6 de junio de 2018 Loadmaster contesto la reconvención. El CIRD está por designar al presidente del Tribunal Arbitral. Una vez integrado el Tribunal Arbitral se procederá a formular el acta de emisión del calendario procesal. El 28 de septiembre de 2018 el Litis Consorcio pasivo de las demandas presentó el escrito de objeción a la jurisdiccion arbitral. El 19 de diciembre de 2018, las partes concluyeron el intercambio de documentos (Discovery) incluyendo los que fueron objetados y cuya exhibición fue ordenada por el Tribunal Arbitral.

Los resultados de los procesos incluidos en estos estados financieros son de pronóstico incierto, ya que la determinación final la tomarán las autoridades competentes. PEMEX registra pasivos contingentes cuando es probable que un pasivo ocurra y su importe puede ser razonablemente medido. Cuando una estimación razonable no puede hacerse, se incluye una revelación cualitativa en estas notas a los estados financieros. PEMEX no da a conocer el monto individual de la provisión de cada proceso porque dicha revelación podría afectar negativamente a la estrategia legal de PEMEX, así como el resultado del proceso correspondiente.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Petróleos Mexicanos tiene establecidas las políticas para el otorgamiento de mutuos, garantías, préstamos o cualquier tipo de créditos a favor de sus Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias, aprobadas por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión ordinaria celebrada el 23 de agosto de 2013. Conforme a estas políticas, la Dirección Corporativa de Finanzas emite un dictamen con el análisis de riesgo, valuación financiera, suficiencia presupuestal, tratamiento contable y conclusiones de la procedencia.

Asimismo, Pemex Logística ha otorgado las siguientes garantías:

- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia aguas profundas, campo TRION (Licitación CNH-A1-TRION/2016), por US$4,000,000.
- Exploración y Extracción del área contractual 3 Cinturón Plegado Perdido (Licitación CNHR01-L04/2015), por US$3,333,000.
- Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida de los campos Ek y Balam, por US$5,000,000.
- Extracción de Hidrocarburos en área contractual Santuario y campo El Golpe 3, por US$320,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, área Contractual 2 Tampico-Misantla, por US$1,750,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, área Contractual 8 Cuencas del Sureste, por US$1,250,000.
- Exploración y Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, Asignación AE-0398-Misión por US$255,000.
- Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, campo Ogarrio por US$250,000.
- Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, campos Cárdenas y Mora, por US$250,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia Aguas Profundas, Área contractual 2 Área Pérdido, por US$ 2,500,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia Aguas Profundas, Área contractual 5 Área Perdido, por US$ 5,000,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia Aguas Profundas, Área contractual 18 Cordilleras Mexicanas, por US$ 5,000,000.
- Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida Aguas Someras, Área contractual 22 Cuenca Salina, por US$ 1,375,000.
- Área Contractual 16 Tampico-Misantla, Veracruz, por US$ 1,000,000.
- Área Contractual 17 Tampico-Misantla, Veracruz, por US$ 1,000,000.

(Continúa)

- Área Contractual 18 Tampico-Misantla, Veracruz, por US$ 2,000,000.
- Área Contractual 29 Cuencas del Sureste, por US$ 2,500,000.
- Área Contractual 32 Cuencas del Sureste, por US$ 1,250,000.
- Área Contractual 33 Cuencas del Sureste, por US$ 1,250,000.
- Área Contractual 35 Cuencas del Sureste, por US$ 1,250,000.
- Área Contractual Ébano, por US$ 225,000.
- Área contractual AE-0388-M-Miquetla (Licencia en zonas terrestres convencionales y no convencionales) por US$ 245,000.
- Área contractual AE-0392-M-Pánuco (Producción compartida) por US$ 225,000.

Existe la contingencia de otras garantías y actividades desarrolladas por las demás Entidades Subsidiarias.

El total de garantías otorgadas a PEP ascienden a US$41,228,000, equivalentes a $ 811,486,601 al cierre de diciembre de 2018.

PEMEX considera remoto el desembolso de efectivo, por las garantías otorgadas y vigentes al 31 de diciembre de 2018.

(30) Eventos subsecuentes-

Al inicio de 2019, algunas agencias calificadoras disminuyeron la calificación crediticia de Petróleos Mexicanos, lo cual podría tener un impacto en las tasas de interés de los nuevos contratos o renegociaciones de deuda de PEMEX durante 2019.

Al 1 de enero de 2019, el monto pendiente de pago de las líneas de crédito revolventes de PMI HHS era de US$700,000. Entre el 1 de enero y el 17 de abril de 2019, PMI HHS obtuvo US$4,725,000 y pagó US$4,933,000. Al 17 de abril de 2019, el monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito es de US$42,000.

Al 17 de abril de 2019, el tipo de cambio era de 18.8489 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2018 por $19.6829, refleja una apreciación del peso de 4.24%.

Al 17 de abril de 2019, el precio promedio del petróleo de exportación era de US $ 63.03 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2018 por US$ 44.69, refleja un incremento de 41.04%.

Al 17 de abril de 2019, se han cobrado anticipadamente 5 pagarés por $28,063,511 emitidos por el Gobierno Federal relacionados con las obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones, este monto forma parte del Programa de Fortalecimiento a PEMEX anunciado el 15 de febrero de 2019.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Fecha de cobro	No. de pagaré		Monto	Vencimiento original
25 de enero de 2019	25	$	5,550,217	marzo 2041
25 de enero de 2019	26A		3,836,615	marzo 2042
20 de febrero de 2019	24		5,912,165	marzo 2040
20 de marzo de 2019	23		6,232,546	marzo 2039
17 de abril de 2019	22		6,531,968	marzo 2038

Capitalización de $25,000,000 aportados por la Secretaría de Energía durante el primer semestre de 2019. En el acuerdo CA-005/2019 del 31 de enero de 2019 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos tomó conocimiento de la propuesta de aportaciones de la Secretaría de Energía (SENER). Al 22 de abril de 2019, los pagos recibidos derivado de los apoyos otorgados a PEMEX por parte del Gobierno Federal, son los siguientes:

Fecha		Monto
8 de marzo de 2019	$	10,000,000
11 de abril de 2019		5,000,000

EL 2 de abril de 2019, PEMEX cobró el pagaré No. 3 con vencimiento el 31 de marzo de 2019 por $3,815,055.

El Consejo de Petróleos Mexicanos, en su sesión celebrada el 26 de marzo de 2019, tomó, entre otros, los siguientes acuerdos:

- Instruyó a las Administraciones de Petróleos Mexicanos, de Pemex Exploración y Producción y de Pemex Transformación Industrial para que a la brevedad presenten a dicho Consejo para su autorización, las propuestas de fusión de Pemex Perforación y Servicios en Pemex Exploración y Producción y de Pemex Etileno en Pemex Transformación Industrial.

- Presentar, para autorización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, las adecuaciones a los Acuerdos de Creación de Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, así como las declaratorias de extinción de Pemex Perforación y Servicios y Pemex Etileno.

- Autorizó las modificaciones a las estructuras orgánicas básicas de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística, las cuales entrarán en vigor al mismo tiempo que el Estatuto Orgánico que corresponda, que en su oportunidad aprueben sus respectivos Consejos de Administración. Las subdirecciones que asumirán las funciones de Pemex Perforación y Servicios y de Pemex Etileno, respectivamente de las estructuras orgánicas básicas en Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, entrarán en vigor una vez que surta efectos las fusiones correspondientes.

(Continúa)

El 6 febrero 2019, la Sala Regional del Golfo Norte del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa emplaza a Pemex Perforación y Servicios a juicio contencioso 752/17-18-01-7, derivado de la demanda promovida por Micro Smart System de México, S. de R.L. de C.V., en el que impugnó el acta finiquito de fecha 14 de marzo de 2017 relativa al contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios número 424049831 de fecha 9 de diciembre de 2009, reclamando el pago de US$240,448 por trabajos efectuados y el pago de US$284 por 1052 estimaciones de trabajos. El 22 de febrero de 2019 se presenta recurso de reclamación en contra del acuerdo que admite a trámite la demanda. El 13 de marzo de 2019 se notifican dos acuerdos: 1) el 19 febrero 2019 se declara cumplida la sentencia de amparo dictada el 15 de noviembre de 2018, en cumplimiento de la Ejecutoria del Amparo Directo 179/2018; y 2) el 26 de febrero de 2019 por el que se admite a trámite el recurso de reclamación de Pemex Perforación y Servicios en contra del acuerdo que admite a trámite la demanda. El 19 de marzo de 2019 se notifica personalmente Micro Smart System de México, S. de R.L. de C.V. del recurso de reclamación promovido por Pemex Perforación y Servicios en contra del acuerdo que tiene por admitida la demanda. El 28 de marzo de 2019 se notifica por boletín jurisdiccional el acuerdo de fecha 27 de marzo de 2019 por el que se recepcionó el escrito de contestación de demanda de Pemex Perforación y Servicios, sin embargo, al haberse promovido el recurso de reclamación en contra del auto de admisión de demanda, se reserva acordar lo conducente hasta en tanto se resuelva dicho recurso.

(31) Pronunciamientos normativos emitidos recientemente-

Normas Internacionales de Información Financiera, aún no vigentes

A continuación, se presentan las normas y enmiendas que pudieran tener efecto en la información financiera de PEMEX, las cuales fueron emitidas por el IASB, pero que no se encuentran vigentes a la fecha de los presentes estados financieros consolidados.

Normas aplicables a partir de 2019:

a) NIIF 16 Arrendamientos

En enero del 2016, el IASB público una nueva norma contable, llamada "NIIF 16 Arrendamientos ("NIIF 16")" que deroga la NIC 17 Arrendamientos ("NIC 17") y sus guías de interpretación.

PEMEX debe adoptar la NIIF 16 Arrendamientos (NIIF 16) a partir del 1 de enero de 2019, por ello, ha evaluado el impacto estimado que la aplicación inicial de la NIIF 16 tendrá en sus estados financieros consolidados, como se describe a continuación. Los impactos de adoptar la norma el 1 de enero de 2019 pueden cambiar debido a:

- PEMEX aún se encuentra determinando los efectos de la adopción, así como el diseño y evaluación de controles; y

- Las nuevas políticas contables están sujetas a cambios hasta que PEMEX presente sus primeros estados financieros que incluyen la fecha de la aplicación inicial.

PEMEX considera impactos significativos por la adopción como sigue:

- En el reconocimiento por los derechos de uso y pasivos por arrendamientos dentro del estado de posición financiera de arrendamientos operativos,

(Continúa)

- En proveer nuevas revelaciones relativas a sus actividades de arrendamientos

La NIIF 16 introduce un modelo contable único de arrendamiento en balance para los arrendatarios. Un arrendatario reconoce un activo por derecho de uso que representa su derecho a usar el activo subyacente y un pasivo de arrendamiento que representa su obligación de realizar pagos de arrendamiento. Existen exenciones de reconocimiento para arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor. La contabilidad del arrendador sigue siendo similar a la norma actual, es decir, los arrendadores continúan clasificando los arrendamientos como financieros u operativos.

La NIIF 16 reemplaza las guías de arrendamientos existentes, incluida la NIC 17 Arrendamientos (NIC 17), la CINIIF 4 que determina si un acuerdo contiene un Arrendamiento (CINIIF 4), SIC-15 Arrendamientos operativos - Incentivos (SIC-15) y SIC-27 Evaluación de la sustancia de transacciones que involucran la forma legal de un arrendamiento (SIC 27).

i. Arrendamientos en los que PEMEX es arrendatario.

PEMEX reconocerá los nuevos activos y pasivos de sus arrendamientos operativos principalmente de equipo de transporte terrestre y ferroviario, muelles, plantas de suministro de hidrógeno, energía eléctrica y vapor almacenamiento de gas. La naturaleza de los gastos relacionados con esos arrendamientos ahora cambiará porque PEMEX reconocerá un cargo por depreciación para los activos por derecho de uso y gastos por intereses sobre los pasivos por arrendamiento.

Anteriormente, PEMEX reconocía el gasto de arrendamiento operativo en línea recta durante el plazo del arrendamiento y reconocía los activos y pasivos solo en la medida en que existía una diferencia temporal entre los pagos reales del arrendamiento y el gasto reconocido.

Con base en la información actualmente disponible, PEMEX estima que reconocerá pasivos adicionales de arrendamientos operativos al 1 de enero de 2019 que corresponden al activo por derecho de uso al valor presente de los pagos mínimos restantes por rentas de aquellos arrendamientos operativos existentes bajo la actual norma. PEMEX no espera que la adopción de la NIIF 16 afecte su capacidad para cumplir con derechos de hacer y no hacer de préstamos debido a que no se tienen obligaciones de hacer o no hacer relacionados con este tipo de operaciones.

ii. Transición

PEMEX aplicará la NIIF 16 a partir el 1 de enero de 2019, utilizando el enfoque retrospectivo modificado. Por lo tanto, el efecto acumulativo de la adopción de la NIIF 16 se reconocerá como un ajuste al saldo de apertura de los resultados acumulados al 1 de enero de 2019, sin que se reexprese la información comparativa.

PEMEX aplicará la opción de reconocer el activo por derecho de uso de cada arrendamiento a un importe igual a su pasivo, sin considerar otros elementos dentro de la medición del activo por derecho de uso, como costos directos iniciales y pagos hechos antes o al comienzo del arrendamiento.

PEMEX aplicará la solución práctica para adoptar la definición de arrendamiento en el momento de la transición. Esto significa que aplicará la NIIF 16 a todos los contratos celebrados antes del 1 de enero de 2019 e identificados como arrendamientos de acuerdo con la NIC 17 y la CINIIF 4.

PEMEX aplicará la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo para todos los arrendamientos que califican conforme a la norma. También, PEMEX aplicará el expediente práctico para no separar los componentes de arrendamiento y no arrendamiento en donde el componente de no arrendamiento es relativamente pequeño.

b) Interpretación CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de los impuestos a la utilidad ("CINIIF 23")

En junio de 2017, el IASB emitió la CINIIF 23 que aplica a la determinación de la ganancia o pérdida fiscal, bases tributarias, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas de impuestos, cuando haya incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto bajo la NIC 12.

Una entidad debe considerar si es probable que la autoridad fiscal acepte cada tratamiento fiscal o grupo de tratamientos fiscales que utiliza o planea utilizar en la determinación del impuesto a las ganancias:

- Si la entidad concluye que es probable que sea aceptado un tratamiento fiscal, la entidad tiene que determinar la ganancia o pérdida fiscal, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas de impuestos consistentemente con el tratamiento fiscal incluido en la declaración de impuestos.

- Si la entidad concluye que no es probable que sea aceptado un tratamiento fiscal en particular, la entidad tiene que usar el monto más probable o el mejor valor esperado del tratamiento fiscal al determinar la ganancia o pérdida fiscal, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas de impuestos. La decisión debe ser basada en el método que proporcione la mejor predicción para resolver la incertidumbre.

La CINIIF 23 es efectiva para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada. PEMEX no prevé tener impacto de la CINIIF 23, porque los tratamientos fiscales que utiliza o planea utilizar PEMEX en la determinación del impuesto a las ganancias se efectúan apegados a lo que establecen las disposiciones fiscales.

c) Mejoras Anuales a las NIIF del Ciclo 2015-2017

En diciembre de 2017, el IASB publicó "las Mejoras Anuales a las NIIF del Ciclo 2015-2017" a través de las cuales hace aclaraciones a las siguientes NIIF:

- NIIF 3 Combinación de Negocios (NIIF 3) y NIIF 11 Acuerdos Conjuntos (NIIF 11).

Las mejoras a estas normas aclaran cómo una Entidad debe reconocer el incremento de su participación en una operación conjunta que cumpla con la definición de negocio, es decir:

I. Cuando una Parte en un acuerdo conjunto obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, y tenía derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con esa operación conjunta antes de la fecha de adquisición, la transacción es una combinación de negocios realizada en etapas.

Por lo tanto, la entidad adquirente aplicará los requisitos para una combinación de negocios realizada en etapas, incluyendo volver a medir su participación previamente mantenida en la operación conjunta.

(Continúa)

II. Una parte que participe, pero que no tenga el control conjunto de una operación conjunta, podría obtener el control conjunto de la operación conjunta en la cual la actividad de la operación conjunta constituye un negocio. En tales casos, participaciones previamente mantenidas en la operación conjunta no se vuelven a medir.

- NIC 12 Impuesto a las Ganancias

La mejora a esta norma aclara que los impuestos a las ganancias consecuencia de dividendos (incluidos los pagos en instrumentos financieros clasificados como patrimonio) se reconocen de manera consistente con las transacciones que generaron los beneficios distribuibles, es decir, en el estado de resultados, otro resultado integral o patrimonio.

- NIC 23 Costos por Préstamos

La mejora a esta norma aclara el tratamiento de los costos por préstamos susceptibles de capitalización, para lo cual establece que:

- En la medida en que los fondos de una entidad procedan de préstamos genéricos y los utilice para obtener un activo apto, la entidad determinará el importe de los costos susceptibles de capitalización aplicando una tasa de capitalización a los desembolsos efectuados en dicho activo. La tasa de capitalización será el promedio ponderado de los costos por préstamos aplicables a todos los préstamos recibidos por la entidad, que han estado vigentes en el periodo.

- Sin embargo, una entidad excluirá de este cálculo el costo de endeudamiento aplicable a los préstamos realizados específicamente con el fin de obtener un activo calificado hasta que se hayan completado sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta.

El importe de los costos por préstamos que una entidad capitaliza durante el periodo no excederá del total de costos por préstamos en que se ha incurrido durante ese mismo periodo.

Las mejoras son efectivas para los períodos anuales que inicien en o después de 1 de enero de 2019. PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que estas mejoras tendrán en sus estados financieros.

d) Normas aplicables a partir de 2020:

- Modificaciones a la definición de negocio NIIF 3

En octubre de 2018, el IASB emitió modificaciones a la definición de negocio en la NIIF 3. Las modificaciones están destinadas a ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como una adquisición de activos.

Las modificaciones:

(a) aclaran que, para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos.

(b) eliminan la evaluación de si los participantes del mercado pueden sustituir los procesos o insumos que faltan y continuar con la producción de productos.

(c) añaden guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a evaluar si se ha adquirido un proceso sustancial.

(d) restringen las definiciones de un negocio o de productos centrándose en bienes y servicios proporcionados a los clientes y eliminan la referencia a la capacidad de reducir costos.

(e) añaden una prueba de concentración opcional que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y negocios adquiridos no es un negocio.

Las modificaciones a la NIIF 3 se deben aplicar a las transacciones que son combinaciones de negocios o adquisiciones de activos para las cuales la fecha de adquisición sea a partir del 1 de enero de 2020. En consecuencia, las entidades no tienen que revisar transacciones que ocurrieron en periodos anteriores. La aplicación anticipada está permitida y debe revelarse.

PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que estas mejoras tendrán en sus estados financieros.

- Definición de materialidad- enmiendas a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros (NIC 1) y NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores (NIC 8)

El IASB observó que la aplicación inadecuada de "la materialidad" es uno de los factores que afecta las revelaciones a los estados financieros, ocasionando que las entidades revelen información irrelevante, omitan u oculten información importante, reduciendo la utilidad de los estados financieros, por ello, en octubre de 2018, el IASB emitió enmiendas a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros (NIC 1) y NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores (NIC 8) (las enmiendas) para homologar en toda la norma la definición de "materialidad" y para aclarar ciertos aspectos de la definición.

Nueva definición de materialidad

La nueva definición establece que "la información es material si se puede esperar razonablemente que la omisión, la desviación o el ocultamiento de ésta influya en las decisiones que los usuarios primarios de los estados financieros de propósito general toman sobre la base de estos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad específica"

Las enmiendas aclaran que la materialidad dependerá de la naturaleza y/o magnitud de la información y que entidad debe evaluar si la información, ya sea individualmente o en combinación con otra información, es material en el contexto de los estados financieros. Una declaración errónea de información es material si se puede esperar razonablemente que influya en las decisiones tomadas por los usuarios principales. Las enmiendas aclaran que, en la evaluación de si se puede esperar razonablemente que la información influya en las decisiones tomadas por los usuarios primarios de los estados financieros de propósito general de una entidad que informa, se requiere que la entidad considere las características de esos usuarios, así como las circunstancias propias de la entidad.

(Continúa)

Información oculta

La información se oculta si se comunica de manera que tenga un efecto similar al de omitir o desinformar la información. Los siguientes son ejemplos de circunstancias que pueden ocasionar que se oculte información importante:

- La información importante se puede ocultar si la información relacionada con un elemento material, una transacción u otro evento se encuentra dispersa en los estados financieros o se divulga en un lenguaje vago o poco claro.

- La información importante también se puede ocultar si los elementos, transacciones u otros eventos diferentes se agregan de manera inadecuada, o a la inversa, si los elementos similares se desagregan de manera inadecuada. Además, la comprensibilidad de los estados financieros se reduce si la información material está oculta debido a información inmaterial.

Usuarios primarios de los estados financieros

La definición actual se refiere a "usuarios", pero no especifica sus características, por lo que puede interpretarse que se requiere que una entidad considere a todos los usuarios posibles de los estados financieros cuando decide qué información revelar, por ello, el IASB decidió referirse a los usuarios primarios en la nueva definición para evitar lo antes mencionado.

Las enmiendas explican que inversionistas, prestamistas y otros acreedores existentes y potenciales no pueden exigir a las entidades informantes que les proporcionen información directamente y, como tales, dependen de los estados financieros de propósito general para obtener gran parte de la información financiera que necesitan. Por lo tanto, estos grupos son los principales usuarios a los que se dirigen los estados financieros de propósito general.

Fecha de vigencia y transición

Las modificaciones a la NIC 1 y la NIC 8 deben aplicarse a los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Las modificaciones deben aplicarse prospectivamente y se permite su aplicación anticipada.

PEMEX está en proceso de evaluar el impacto que estas mejoras tendrán en sus estados financieros.

(32) Garantes Subsidiarios-

La siguiente información consolidada presenta los estados consolidados condensados de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017; los estados consolidados condensados del resultado integral y de flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios (entidad liquidada, ver nota 1) y las compañías que son Subsidiarias No Garantes (definidas más adelante).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Estos estados financieros consolidados condensados fueron preparados de acuerdo a las NIIF, con una excepción: para propósitos de presentación de la información de los Garantes Subsidiarios, las Entidades Subsidiarias y Compañías Subsidiarias han sido registradas como inversiones bajo el método de participación por Petroleos Mexicanos. Los principales ajustes de eliminación se refieren a la inversión de Petróleos Mexicanos en las subsidiarias y los saldos y operaciones intercompañías. Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios (los "Garantes Subsidiarios"); Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno son empresas productivas subsidiarias. Las garantías de pago respecto de las obligaciones constitutivas de deuda pública por parte de los Garantes Subsidiarios son obligaciones absolutas, incondicionales y solidarias. Pemex Fertilizantes, Pemex Etileno, Pemex Finance, Ltd. y las Compañías Subsidiarias no son garantes (las "Subsidiarias No-Garantes") de la misma.

El Pemex Project Funding Master Trust (el "Master Trust") que era un vehículo financiero para financiar los proyectos de PEMEX fue disuelto el 20 de diciembre de 2011, a partir de esa fecha no se consolida en los estados financieros de PEMEX.

La siguiente tabla muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2018, de deuda originalmente emitida y registrada por el Master Trust. Petróleos Mexicanos asumió como obligado primario todas las obligaciones del Master Trust bajo estos contratos de deuda. Las obligaciones de Petróleos Mexicanos están garantizadas por los Garantes Subsidiarios:

Tabla 1: Títulos de deuda emitidos y registrados originalmente por Master Trust y asumido por Petroleos Mexicanos

Titulo de deuda	Obligado principal	Garantes Subsidiarios	Importe del pendiente (US$)
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,750,000
6.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2038	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	491,175

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Título de deuda	Obligado principal	Garantes Subsidiarios	Importe del pendiente (US$)
8.625% Bonos con vencimiento en 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	160,245
8.625% Bonos garantizados con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	106,507
9.50% Bonos garantizados con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	219,217

En la siguiente tabla se muestra el monto del principal pendiente al 31 de diciembre de 2018, emitido y registrado por Petróleos Mexicanos, y garantizados por Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios.

Tabla 2: Títulos de deuda emitidos y registrados por Petróleos Mexicanos

Títulos de deuda	**Emisor**	**Garantes Subsidiarios**	**Importe del principal pendiente (US$)**
8.00% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,220,195

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US$)
9.50% Bonos globales con vencimiento en 2027	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	102,149
6.000% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	813,073
5.50% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	3,000,000
3.500% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,099,730
4.875% Notas con vencimiento en 2024	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,499,136

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US$)
6.625% Notas con vencimiento en 2035	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y	999,000

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US$)
		Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	
6.500% Bonos con vencimiento en 2041	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	3,000,000
4.875% Bonos 2022	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,097,055
3.125% Notas con vencimiento en 2019	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	187,595

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US$)
3.500% Notas con vencimiento en 2020	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	678,722
5.50% Bonos con vencimiento en 2044	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,703,456
6.375% Bonos con vencimiento en 2045	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,999,980
5.625% Bonos con vencimiento en 2046	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,975,199
4.500% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,497,918
4.250% Notas con vencimiento en 2025	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	999,030

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US$)
6.375% Notas con vencimiento en 2021	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,247,668
6.875% Notas con vencimiento en 2026	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,970,334
4.625% Notas con vencimiento en 2023	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,055,845
6.750% Notas con vencimiento en 2047	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	5,997,558
5.350% Bonos con vencimiento en 2028	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	2,479,583

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Títulos de deuda	Emisor	Garantes Subsidiarios	Importe del principal pendiente (US$)
6.350% Bonos con vencimiento en 2048	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	3,323,470
6.500% Bonos con vencimiento en 2029	Petróleos Mexicanos	Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial, Pemex Perforación y Servicios, Pemex Logística y Pemex Cogeneración y Servicios	1,977,163

Al 31 de diciembre de 2018, Petróleos Mexicanos es la única entidad de PEMEX que ha registrado títulos de deuda con la SEC. A la fecha de estos estados financieros consolidados, el total de la deuda garantizada es emitida por Petróleos Mexicanos. Las garantías de los Garantes Subsidiarios son totales e incondicionales, conjuntas y solidarias. La administración de Petróleos Mexicanos no ha presentado estados financieros por separado de los Garantes porque considera que tal información no es material para los inversionistas.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera

31 de diciembre de 2018

		Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo						
Circulante						
Efectivo y equivalentes de efectivo	$	25,187,488	16,471,298	40,253,622	-	81,912,409
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados		63,513,279	111,325,430	52,837,198	-	227,675,907
Cuentas por cobrar-intercompañías		573,128,107	1,190,513,209	90,294,160	(1,853,935,476)	-
Inventarios		418,497	55,152,479	26,451,592	-	82,022,568
Instrumentos de patrimonio		-	-	245,440	-	245,440
Activos financieros disponibles para la venta		-	1,253,638	-	-	1,253,638
Total del activo circulante		662,247,371	1,374,716,054	210,082,012	(1,853,935,476)	393,109,961
Cuentas por cobrar a largo plazo intercompañías		1,833,526,496	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**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de situación financiera

31 de diciembre de 2017

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo	46,959,103	18,815,345	32,077,306	-	97,851,754
Cuentas por cobrar y otros, neto e instrumentos financieros derivados	83,119,394	38,105,354	79,533,940	-	200,758,688
Cuentas por cobrar-intercompañías	311,148,593	1,380,100,592	86,354,837	(1,777,604,022)	
Inventarios	509,375	32,357,125	30,992,430	-	63,858,930
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	1,056,918	-	1,056,918
Total del activo circulante	441,736,465	1,469,378,416	230,015,431	(1,777,604,022)	363,526,290
Cuentas por cobrar a largo plazo-intercompañías	1,823,276,758	285	3,597,880	(1,826,874,923)	-
Inversiones negocios conjuntos, asociadas y otras	(465,832,399)	82,668	16,611,681	465,845,414	16,707,364
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	12,444,376	1,370,974,060	53,090,890	-	1,436,509,326
Documentos por cobrar a largo plazo	147,286,367	1,206,542	-	-	148,492,909
Impuestos diferidos	59,691,528	84,443,897	2,057,060	-	146,192,485
Activos intangibles	-	9,088,563	-	-	9,088,563
Otros activos	2,209,579	4,846,078	4,429,520	-	11,485,177
Total del activo	**2,020,812,674**	**2,940,020,509**	**309,802,462**	**(3,138,633,531)**	**2,132,002,114**
Pasivo					
Circulante:					
Porción circulante de la deuda a largo plazo	137,947,110	5,386,564	13,875,793	-	157,209,467
Cuentas por pagar-intercompañías	1,240,490,891	434,556,688	93,140,905	(1,768,188,484)	-
Otros pasivos circulantes	23,435,614	157,589,107	50,892,997	-	231,917,718
Total del pasivo circulante	1,401,873,615	597,532,359	157,909,695	(1,768,188,484)	389,127,185
Deuda a largo plazo	1,824,829,579	40,262,391	15,573,634	-	1,880,665,604
Cuentas por pagar a largo plazo-intercompañías	-	1,830,150,615	6,139,845	(1,836,290,460)	-
Beneficios a empleados, provisión para créditos diversos, otros pasivos e impuestos diferidos	297,028,436	1,057,191,286	10,341,988	-	1,364,561,710
Total del pasivo	3,523,731,630	3,525,136,651	189,965,162	(3,604,478,944)	3,634,354,499
Patrimonio (déficit), neto	(1,502,918,956)	(585,116,142)	119,837,300	465,845,413	(1,502,352,385)
Total del pasivo y patrimonio	**2,020,812,674**	**2,940,020,509**	**309,802,462**	**3,138,633,531)**	**2,132,002,114**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral

31 de diciembre 2018

		Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	$	-	1,941,467,663	912,726,857	(1,181,748,372)	1,672,446,148
Ingresos por servicios		75,979,835	113,113,024	5,960,807	(186,380,664)	8,673,002
Total de ingresos		75,979,835	2,054,580,687	918,687,664	(1,368,129,036)	1,681,119,150
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		-	(25,384,888)	3,965,891	-	(21,418,997)
Costo de ventas		1,905,865	1,536,120,030	910,525,715	(1,249,040,049)	1,199,511,561
Rendimiento bruto		74,073,970	543,845,545	4,196,058	(119,088,987)	503,026,586
Otros ingresos (gastos), neto		73,183	(26,020,067)	8,710,216	40,289,179	23,052,511
Gastos de distribución, transportación y venta		-	26,805,854	1,013,719	(3,462,364)	24,357,209
Gastos de administración		69,479,218	132,159,683	9,234,320	(76,551,740)	134,321,481
Total de gastos generales		69,479,218	158,965,537	10,248,039	(80,014,104)	158,678,690
Rendimiento de operación		4,667,935	358,859,941	2,658,235	1,214,296	367,400,407
Ingreso financiero		140,114,346	103,186,750	3,100,917	(214,844,891)	31,557,122
Costo financiero		(200,842,909)	(130,246,541)	(3,959,079)	214,321,507	(120,727,022)
Rendimiento (pérdida) por derivados financieros, neto		(3,497,813)	(19,143,363)	382,563	-	(22,258,613)
Rendimiento (pérdida) en cambios, 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 impuestos, derechos y aprovechamientos		(8,272,851)	466,788,123	3,062,951	-	461,578,223
(Pérdida) rendimiento neto del año		(180,365,050)	(127,551,715)	2,250,403	125,246,525	(180,419,837)
Total de otros resultados integrales del año		47,357,316.08	176,174,564	(140,133.45)	-	223,391,747
Resultado integral total del año	**$**	**(133,007,734)**	**48,622,849**	**2,110,270**	**125,246,525**	**42,971,910**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral

31 de diciembre 2017

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	$ -	1,713,914,703	1,096,752,930	(1,424,768,483)	1,385,899,150
Ingresos por servicios	50,399,983	140,934,022	2,646,144	(182,849,580)	11,130,569
Total de ingresos	50,399,983	1,854,848,725	1,099,399,074	(1,607,618,063)	1,397,029,719
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	145,302,407	6,142,153	-	151,444,560
Costo de ventas	2,007,814	1,447,640,131	1,083,297,610	(1,528,740,675)	1,004,204,880
Rendimiento bruto	48,392,169	261,906,187	9,959,311	(78,877,388)	241,380,279
Otros ingresos (gastos), neto	(341,521)	(12,443,660)	(4,664,096)	22,623,353	5,174,076
Gastos de distribución, transportación y venta	-	26,136,674	1,297,558	(5,544,562)	21,889,670
Gastos de administración	59,141,391	105,920,390	5,883,200	(51,005,527)	119,939,454
Total de gastos generales	59,141,391	132,057,064	7,180,758	(56,550,089)	141,829,124
Rendimiento de operación	(11,090,743)	117,405,463	(1,885,543)	296,054	104,725,231
Ingreso financiero	143,676,367	134,401,598	3,185,195	(265,097,307)	16,165,853
Costo financiero	(236,929,035)	(141,900,236)	(3,616,530)	264,801,253	(117,644,548)
Rendimiento (pérdida)por derivados financieros, neto	27,670,991	(1,608,039)	(724,628)	-	25,338,324
Rendimiento (pérdida) en cambios, neta	6,837,171	15,807,988	538,963	-	23,184,122
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(211,567,169)	409,955	(49,515)	211,567,169	360,440
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(281,402,418)	124,516,729	(2,552,058)	211,567,169	52,129,422
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	(557,520)	331,001,261	2,536,300	-	332,980,041
(Pérdida) rendimiento neto del año	(280,844,898)	(206,484,532)	(5,088,358)	211,567,169	(280,850,619)
Total de otros resultados integrales del año	4,728,640	6,841,586	(63,845)	-	11,506,381
Resultado integral total del año	**$ (276,116,258)**	**(199,642,946)**	**(5,152,203)**	**211,567,169**	**(269,344,238)**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado del resultado integral

31 de diciembre de 2016

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Ventas netas	-	1,361,538,624	828,143,332	(1,124,563,366)	1,065,118,590
Ingresos por servicios	46,330,245	98,959,131	1,970,055	(138,284,789)	8,974,642
Total de ingresos	46,330,245	1,460,497,755	830,113,387	(1,262,848,155)	1,074,093,232
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	(330,037,834)	(1,276,509)	-	(331,314,343)
Costo de ventas	1,236,921	1,244,388,072	809,156,778	(1,188,959,550)	865,822,221
Rendimiento bruto	45,093,324	546,147,517	22,233,118	(73,888,605)	539,585,354
Otros ingresos (gastos), neto	(312,611)	20,713,184	2,915,837	(666,804)	22,649,606
Gastos de distribución, transportación y venta	-	50,948,771	945,489	(26,663,020)	25,231,240
Gastos de administración	57,437,455	96,884,031	7,050,271	(48,718,224)	112,653,533
Total de gastos generales	57,437,455	147,832,802	7,995,760	(75,381,244)	137,884,773
Rendimiento de operación	(12,656,742)	419,027,899	17,153,195	825,835	424,350,187
Ingreso financiero	123,266,281	67,542,768	3,526,378	(180,586,172)	13,749,255
Costo financiero	(160,824,632)	(114,271,762)	(3,602,868)	179,854,798	(98,844,464)
(Pérdida) rendimiento por derivados financieros, neto	(12,052,200)	3,172	(1,951,959)	-	(14,000,987)
Pérdida en cambios, neta	(20,531,005)	(232,714,446)	(767,292)	-	(254,012,743)
Rendimiento (pérdida) en la participación en los resultados de negocios conjuntos, asociadas y otras	(117,347,803)	628,357	1,507,488	117,347,803	2,135,845
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	(200,146,101)	140,215,988	15,864,942	117,442,264	73,377,093
Total de impuestos, derechos y aprovechamientos	(8,834,626)	266,155,181	7,200,880	-	264,521,435
(Pérdida) rendimiento neto del año	(191,311,475)	(125,939,193)	8,664,062	117,442,264	(191,144,342)
Total de otros resultados integrales del año	10,126,560	96,032,433	21,713,488	-	127,872,481
Resultado integral total del año	**(181,184,915)**	**(29,906,760)**	**30,377,550**	**117,442,264**	**(63,271,861)**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2018

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	$ (180,365,050)	(127,551,718)	2,305,189	125,191,742	(180,419,837)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	1,274,179	149,747,232	2,360,629	-	153,382,040
Amortización de activos intangibles	2,446,445	86,332	110,549	-	2,643,326
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	(25,384,888)	3,965,891	-	(21,418,997)
Pozos no exitosos	-	15,443,086	-	-	15,443,086
Gastos de exploración	-	(2,171,218)	-	-	(2,171,218)
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	872,527	12,226,128	3,786,609	-	16,885,264
Utilidad por venta de inversiones en acciones y otras	-	(10,257)	(690,914)	-	(701,171)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	(6,953,200)	-	-	(6,953,200)
Efectos de negocios conjuntos, asociadas y otras	125,246,527	(538,281)	(1,473,955)	(124,761,303)	(1,527,012)
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	(19,726,271)	446,523	(482,460)	-	(19,762,208)
Intereses a cargo	109,697,028	9,577,370	1,452,624	-	120,727,022
Intereses a favor	(9,520,962)	-	-	-	(9,520,962)
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar, instrumentos financieros y gastos acumulados por pagar	51,460,407	(70,278,499)	26,118,293	-	7,300,201
Impuestos	(8,881,300)	38,071,896	(157,861)	-	29,032,735
Otros activos y otros pasivos	559,449	(12,071,857)	(3,244,955)	-	(14,757,363)
Beneficios a empleados	10,519,603	44,858,697	(1,773,416)	-	53,604,884
Cargos y deducciones intercompañía	(14,527,177)	81,240,429	(21,516,287)	(45,196,965)	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de operación	69,055,405	106,737,775	10,759,936	(44,766,526)	141,786,590
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(1,162,685)	(103,408,759)	(4,389,245)	-	(108,960,689)
Recursos provenientes de la venta de activos	-	14,568	4,063,776	-	4,078,344
Otros activos	3,586,010	212,421	-	-	3,798,431
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	(47,454,385)	-	-	47,454,385	-
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(45,031,060)	(103,181,770)	(325,469)	47,454,385	(101,083,914)
Actividades de financiamiento:					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	510,871,366	-	388,897,646	-	899,769,012
Pagos de principal de préstamos	(450,353,531)	(6,662,318)	(384,017,543)	-	(841,033,392)
Intereses pagados	(106,313,795)	(7,857,926)	(1,117,668)	-	(115,289,389)
(Incremento) disminución de financiamiento – intercompañía	-	8,620,192	(5,932,333)	(2,687,859)	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	(45,795,960)	(5,900,052)	(2,169,898)	(2,687,859)	(56,553,769)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(21,771,615)	(2,344,047)	8,264,569	-	(15,851,093)
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	(88,252)	-	(88,252)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	46,959,103	18,815,345	32,077,306	-	97,851,754
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	**25,187,488**	**16,471,298**	**40,253,623**	-	**81,912,409**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2017

	Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:					
(Pérdida) rendimiento neto del año	$ (280,844,898)	(206,484,532)	(5,082,639)	211,561,450	(280,850,619)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciación y amortización	1,155,881	152,607,943	2,940,689	-	156,704,513
Deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	-	145,302,407	6,142,153	-	151,444,560
Pozos no exitosos	-	6,164,624	-	-	6,164,624
Gastos de exploración	-	(1,447,761)	-	-	(1,447,761)
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	433,391	14,687,229	1,943,051	-	17,063,671
Utilidad por venta de inversiones en acciones y otras	-	(3,139,103)	-	-	(3,139,103)
Baja de activos no financieros mantenidos para la venta	-	2,808,360	-	-	2,808,360
Dividendos	-	-	(180,675)	-	(180,675)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento	-	7,774,000	-	-	7,774,000
Efectos de negocios conjuntos, asociadas y otras	211,567,169	(409,955)	49,515	(211,567,169)	(360,440)
Disminución en activos financieros disponibles para la venta	-	-	1,360,205	-	1,360,205
Pérdida por venta de activos financieros disponibles para la venta	-	-	3,523,748	-	3,523,748
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada	(13,526,153)	(1,585,910)	(1,573,376)	-	(16,685,439)
Intereses a cargo	100,545,114	15,736,420	1,363,014	-	117,644,548
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros	(88,496,967)	(14,214,566)	(20,789,692)	-	(123,501,225)
Inventarios	(62,421)	(3,086,181)	(14,818,268)	-	(17,966,870)
Otros activos	(7,091,867)	(483,389)	551,233	-	(7,024,023)
Beneficios a empleados	18,829,768	31,489,785	(254,157)	-	50,065,396
Cargos y deducciones intercompañía	7,284,124	(114,968,213)	514,270	107,169,819	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de operación	(50,206,859)	30,751,158	(24,310,929)	107,164,100	63,397,470
Actividades de inversión:					
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	(1,436,926)	(87,274,561)	(3,147,978)	-	(91,859,465)
Recursos provenientes de la venta de activos financieros disponibles para la venta	-	-	8,026,836	-	8,026,836
Recursos provenientes de la venta activos	-	3,863,072	(721,362)	-	3,141,710
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía	25,611,359	-	-	(25,611,359)	-
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	24,174,433	(83,411,489)	4,157,496	(25,611,359)	(80,690,919)
Actividades de financiamiento:					
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras	401,947,349	-	302,768,119	-	704,715,468
Pagos de principal de préstamos	(327,703,729)	(7,981,937)	(306,374,153)	-	(642,059,819)
Intereses pagados	(93,755,698)	(13,991,633)	(1,163,086)	-	(108,910,417)
(Incremento) disminución de financiamiento – intercompañía	-	83,716,743	(2,164,002)	(81,552,741)	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de financiamiento	(19,512,078)	61,743,173	(6,933,122)	(81,552,741)	(46,254,768)
Efectos por cambios en el valor del efectivo	(45,544,504)	9,082,842	(27,086,555)	-	(63,548,117)
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	(2,132,542)	-	(2,132,542)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año	92,503,607	9,732,503	61,296,403	-	163,532,513
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	**$ 46,959,103**	**18,815,345**	**32,077,306**	**-**	**97,851,754**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Información financiera complementaria consolidada condensada

Estado de flujo de efectivo
por el ejercicio terminado 31 de diciembre de 2016

		Petróleos Mexicanos	Garantes subsidiarios	Subsidiarias no-garantes	Eliminaciones	Consolidado
Actividades de operación:						
(Pérdida) rendimiento neto del año	$	(191,311,476)	(139,410,398)	22,160,755	117,416,777	(191,144,342)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:						
Depreciación y amortización		1,066,033	146,545,307	2,828,151	-	150,439,491
Reserva de deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto		-	(330,037,834)	(1,276,509)	-	(331,314,343)
Pozos no exitosos		-	29,106,084	-	-	29,106,084
Gastos de exploración		-	(2,022,826)	-	-	(2,022,826)
Bajas de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		320,599	2,658,625	792,063	-	3,771,287
Pérdida en venta de activo fijo		-	27,882,480	-	-	27,882,480
Efectos de negocios conjuntos, asociadas y otras		-	(15,211,039)	-	-	(15,211,039)
Utilidad por venta de inversiones en acciones y otras		117,249,643	(628,356)	(1,507,489)	(117,249,643)	(2,135,845)
Deterioro de crédito mercantil		-	-	4,007,018	-	4,007,018
Dividendos		-	-	(293,397)	-	(293,397)
Actualización del valor presente de la provisión de taponamiento		-	11,968,966	-	-	11,968,966
Pérdida (rendimiento) en cambios no realizada		231,191,646	6,754,046	5,237,072	-	243,182,764
Intereses a cargo		91,044,541	5,687,502	2,112,421	-	98,844,464
Cuentas, documentos por cobrar, cuentas por pagar e instrumentos financieros		23,636,331	(158,449,370)	45,028,534	-	(89,784,505)
Inventarios		83,317	3,508,494	(4,950,690)	-	(1,358,879)
Otros activos		(2,405,412)	(22,600,504)	(122,614)	-	(25,128,530)
Beneficios a empleados		2,591,000	136,354,337	(91,652,268)	-	47,293,069
Cargos y deducciones intercompañía		(393,835,932)	(83,049,125)	48,435,633	428,449,424	-
Flujos netos de efectivo (utilizados en) generados de actividades de operación		(120,369,710)	(380,943,611)	30,798,680	428,616,558	(41,898,083)
Actividades de inversión:						
Adquisición de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo		(2,172,586)	(147,786,686)	(1,449,208)	-	(151,408,480)
Recursos provenientes de la venta de activos		-	23,611,009	(365,608)	-	23,245,401
Adquisición de negocios		-	-	(4,329,769)	-	(4,329,769)
(Incremento) disminución de inversiones intercompañía		(39,612,699)	-	-	39,612,699	-
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión		(41,785,285)	(124,175,677)	(6,144,585)	39,612,699	(132,492,848)
Actividades de financiamiento:						
Incremento al patrimonio en Certificados de Aportación "A"		73,500,000	-	-	-	73,500,000
Préstamos obtenidos a través de instituciones financieras		571,944,209	34,483,348	235,564,210	-	841,991,767
Pagos de principal de préstamos		(372,809,166)	(6,414,441)	(235,763,722)	-	(614,987,329)
Intereses pagados		(82,008,347)	(4,706,946)	(2,038,848)	-	(88,754,141)
(Incremento) disminución de financiamiento – intercompañía		-	464,488,030	3,741,227	(468,229,257)	-
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento		190,626,696	487,849,991	1,502,867	(468,229,257)	211,750,297
Efectos por cambios en el valor del efectivo		28,471,701	(17,269,297)	26,156,962	-	37,359,366
(Decremento) incremento de efectivo y equivalentes de efectivo		5,570,892	20,371,126	(9,137,751)	-	16,804,267
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio de año		58,461,014	6,630,674	44,277,192	-	109,368,880
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	**$**	**92,503,607**	**9,732,503**	**61,296,403**	-	**163,532,513**

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(33) Nota complementaria de actividades de extracción de crudo y gas (no auditada)

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. En agosto de 2014, mediante el proceso conocido como Ronda Cero, la Secretaría de Energía con la opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos asignó una serie de bloques exploratorios y campos en producción que conformaron las asignaciones en las cuales Petróleos Mexicanos lleva a cabo sus actividades de exploración y explotación.

Esta nota presenta la información complementaria relacionada con las actividades de exploración y extracción de crudo y gas, conforme al U.S. Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification (ASC) Topic 932 10-5 "Extractive Activities—Oil and Gas" (Tópico 932 10-5 de la Codificación de las Normas de Contabilidad del Comité de Normas de Contabilidad Financiera de los Estados Unidos) ("ASC Topic 932") y a la Accounting Standards Update 2010-03 ("ASU 2010-03") Actualización de normas de contabilidad 2010-3 (ver Nota 3-G).

A la fecha de estos estados financieros consolidados, todas las actividades de exploración y producción de crudo y gas, de Pemex Exploración y Producción, se realizan en México. Los datos complementarios presentados reflejan toda la información de las actividades de producción de petróleo y gas de Pemex Exploración y Producción.

a. Costos capitalizados de las actividades de producción de crudo y gas (no auditado):

		2018	2017	2016
Reservas probadas	$	2,505,307,260	2,363,336,481	2,476,535,503
Construcción en proceso		51,033,968	35,381,089	60,720,261
Depreciación y amortización acumulada		(1,572,649,381)	(1,444,962,317)	(1,355,402,150)
Costo neto capitalizado	**$**	**983,691,846**	**953,755,253**	**1,181,853,614**

b. Costos incurridos por actividades de exploración y desarrollo de propiedades de crudo y gas (no auditada):

		2018	2017
Exploración	$	36,208,481	32,480,801
Desarrollo		56,040,685	53,460,364
Total de costos incurridos	**$**	**92,249,166**	**85,941,166**

No se incurrió en ningún costo para la adquisición de propiedades, debido a que las reservas de crudo y gas que PEMEX explota son propiedad de la Nación.

Los costos de exploración incluyen costos de estudios geológicos y geofísicos de campos por $15,510,327 y $8,828,809 para 2018 y 2017, respectivamente, que, de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos se contabilizan como gastos de exploración geológicos y geofísicos.

(Continúa)

Los costos de desarrollo incluyen aquellos costos incurridos para tener acceso a las reservas probadas y proveer las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, acumulación y almacenamiento del crudo y gas.

c. Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas (no auditados):

		2018	2017	2016
Ingresos por la venta de crudo y gas	$	910,433,244	762,637,362	616,380,608
Derechos sobre hidrocarburos		443,491,451	375,156,405	304,299,019
Costos de producción (excluyendo impuestos)		273,695,691	248,957,950	171,194,337
Otros costos y gastos		(10,109,114)	(3,954,222)	61,359,271
Gastos de exploración		30,953,413	14,993,433	39,693,273
Depreciación, agotamiento, amortización y acumulación		28,845,604	240,672,906	(150,891,739)
		766,877,047	875,826,472	425,654,161
Resultados de operación por las actividades de producción de crudo y gas	**$**	**143,556,198**	**(113,189,111)**	**190,726,447**

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

d. Precios de venta (no auditado)

La siguiente tabla resume los precios promedios de venta en dólares estadounidenses, por cada uno de los ejercicios terminados el 31 de diciembre (excluyendo impuestos por producción):

		2018	2017	2016
Precio promedio ponderado de venta del barril de petróleo crudo equivalente (bpce) [1]	US$	50.89	38.63	29.18
Barril de crudo		62.99	48.71	36.55
Gas natural en miles de pies cúbicos		5.57	4.32	3.01

[1] Para convertir el gas seco en barriles de petróleo se utiliza el factor de 5.201 miles de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

e. Reservas de crudo y gas (no auditado)

De conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, todo el petróleo, así como todas las reservas de hidrocarburos localizadas en el subsuelo de México son propiedad de la Nación y no de PEMEX. De acuerdo a la Ley de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción tiene el derecho de extraer, pero no tiene la propiedad de estas reservas, pudiendo vender la producción resultante. Las actividades de exploración y desarrollo de Petróleos Mexicanos y sus Entidades Subsidiarias están actualmente limitadas a reservas ubicadas en México.

Las reservas probadas de petróleo y gas natural son aquellas cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran, con certeza razonable, ser recuperables en el futuro de los yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y métodos operativos existentes, así como conforme a las regulaciones gubernamentales.

Las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2018 fueron determinadas por el segmento Pemex Exploración y Producción y revisadas por los Despachos de Ingeniería Independientes (según se define más adelante), las cuales auditan dichas reservas de hidrocarburos. Adicionalmente, de conformidad con el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. A la fecha de estos estados financieros consolidados la CNH no ha aprobado los reportes de las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2018.

Pemex Exploración y Producción estima las reservas probadas usando métodos y procedimientos de valuación y de ingeniería petrolera generalmente aceptados por la industria petrolera, basados principalmente en las regulaciones aplicables de la SEC y, de ser necesario, el ejemplar de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (en adelante, la SPE) titulado "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information", del 19 de febrero de 2007 y otras publicaciones de la SPE, incluida la titulada Petroleum Resources Management System", así como otras fuentes técnicas como la "Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate", por Chapman Cronquist, y "Determination of Oil and Gas Reserves, Petroleum Society" Monografía Número 1, publicada por el Canadian Institute of Mining and Metallurgy & Petroleum. La selección de un método o combinación de métodos utilizados en el análisis de cada yacimiento se determina por:

- Experiencia en el área.
- Etapa de desarrollo.
- Calidad y suficiencia de la información básica.
- Historia de producción y presión.

La información acerca de las reservas al 31 de diciembre de 2018, representa únicamente estimaciones. La valuación de las reservas es un proceso subjetivo en el que se realiza una estimación de las acumulaciones de petróleo crudo y gas natural en el subsuelo que no pueden medirse de manera exacta. La precisión de cualquier estimación de las reservas depende de la calidad de los datos disponibles, de la ingeniería, de la interpretación geológica y del juicio profesional. Como resultado de lo anterior, los estimados de diferentes ingenieros pueden variar entre sí. Además, los resultados de perforación, pruebas y producción posteriores a la fecha de un estimado pueden justificar la revisión del mismo.

Durante 2018 no se reportaron incrementos en las reservas probadas de hidrocarburos como resultado del uso de nuevas tecnologías.

(Continúa)

Con el fin de garantizar la confiabilidad de sus esfuerzos en la estimación de reservas, PEMEX lleva a cabo la certificación interna de las reservas de México desde 1996. PEMEX ha establecido ciertos controles internos para la preparación de las estimaciones de sus reservas. Inicialmente, los equipos de geo-científicos de los activos de exploración y explotación (integrados por una serie de proyectos) preparan las estimaciones de reservas, usando distintos procesos para las evaluaciones, dependiendo si se trata de nuevos descubrimientos o de campos desarrollados. Posteriormente, las oficinas de reservas regionales recopilan dichas estimaciones y solicitan la revisión, certificación y registro de las evaluaciones de dichas reservas a la Gerencia de Recursos y Certificación de Reservas, una unidad administrativa central de Pemex Exploración y Producción. Esto se lleva a cabo de acuerdo con los lineamientos internos para estimar y clasificar reservas de hidrocarburos que se basan en las definiciones y reglas de la SEC. Adicionalmente, la Gerencia de Recursos y Certificación de Reservas supervisa y conduce una auditoría interna del proceso anterior integrada por profesionales con experiencia en geología, geofísica, petrofísica e ingeniería de yacimientos. Además, los ingenieros que participan en el proceso de estimación cuentan con experiencia en: simulación numérica de yacimientos, perforación y terminación de pozos, análisis de presión, volumen y temperatura (PVT), herramientas analíticas utilizadas en la predicción del comportamiento de diversos componentes del sistema de producción y diseño de estrategias de desarrollo de campos. Además, todo el personal ha sido previamente certificado por la Secretaría de Educación Pública, y la mayoría de ellos tienen grado de maestría en diversas áreas de estudio como Ingeniería Petrolera, Geológica e Ingeniería Geofísica, además de contar con un promedio de experiencia profesional mayor a quince años.

Adicionalmente al proceso de revisión interna anterior, las estimaciones de reservas finales del segmento de Exploración y Producción fueron auditadas por Despachos de Ingeniería Independientes. Al 31 de diciembre de 2018, tres despachos independientes certificaron las reservas: DeGolyer y MacNaughton ("DeGolyer"), Netherland, Sewell International, S. de R.L. de C.V. ("Netherland"), y GLJ Petroleum Consultants LTD ("GLJ") (en su conjunto los "Despachos de Ingeniería Independientes"). Las estimaciones de reservas certificadas por los Despachos de Ingeniería Independientes comprendieron el 97.0% de las reservas probadas de PEMEX. El 3.0% restante se refiere a reservas localizadas en ciertas áreas en las cuales un tercero proporciona servicios de perforación a Pemex Exploración y Producción y donde se acuerda que el tercero que corresponda es responsable de evaluar los volúmenes de reservas.

Netherland certificó las reservas en los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac, DeGolyer certificó las reservas de los activos Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco y GLJ certificó las reservas en los activos Burgos y Veracruz, Bellota-Jujo, Samaria-Luna. Las auditorías llevadas a cabo por los Despachos de Ingeniería Independientes consistieron básicamente en lo siguiente: (1) análisis de los datos históricos de yacimientos, tanto estáticos como dinámicos, proporcionados por Pemex Exploración y Producción; (2) construcción o actualización de sus propios modelos estáticos y dinámicos de caracterización de yacimientos de algunos de sus campos; (3) análisis económico de los campos; y (4) revisión de los pronósticos de la producción y de las estimaciones de reservas realizadas por Pemex Exploración y Producción.

Dado que las reservas son estimadas, por definición, no pueden ser revisadas con el fin de verificar su exactitud, por lo que los Despachos de Ingeniería Independientes llevaron a cabo una revisión detallada de las estimaciones de las reservas probadas elaboradas por Pemex Exploración y Producción, en forma tal que pudieron expresar su opinión con respecto a si, en su conjunto, las estimaciones de reservas proporcionadas por Pemex Exploración y Producción eran razonables y si se habían estimado y presentado de conformidad con los métodos y procedimientos de evaluación, ingeniería y petróleo generalmente aceptados.

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Todos los cuestionamientos, incluyendo cualquier sugerencia de modificación, que se plantearon durante el proceso de revisión de los Despachos de Ingeniería Independientes fueron resueltos por Pemex Exploración y Producción a la entera satisfacción de los mismos. De esta forma los Despachos de Ingeniería Independientes han concluido que los volúmenes totales de reservas probadas estimadas de petróleo crudo y gas natural que se exponen en este reporte son, en su conjunto, razonables y se han preparado de conformidad con la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC, siendo consistentes con las prácticas internacionales para reportar las reservas y conforme con las disposiciones para revelar las reservas revisadas de petróleo y gas de acuerdo con el ASC Topic 932.

Los valores de reservas al 31 de diciembre de 2016, que se utilizan en los párrafos inferiores, consideran únicamente los campos que están asignados a Pemex, los cuales difieren de los reportados en la 20-F de 2016 debido a aquellos campos que fueron adjudicados a terceros durante las rondas licitatorias por la CNH durante 2017.

Las reservas probadas asignadas a PEMEX, desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos licuables recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 10.0% en 2018, pasando de 6,427 MMb al 31 de diciembre de 2017 a 5,787 MMb al 31 de diciembre de 2018. En 2018 las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos recuperados de las plantas de proceso disminuyeron 14.0 % es decir, pasaron de 4,166 MMb en 2017 a 3,588 MMb en 2018. Los decrementos anteriores son básicamente consecuencia de la producción de aceite extraída durante el año 2018, reducción en las actividades de desarrollo de campos y al comportamiento de los yacimientos y el efecto por aquellos campos que ya no son asignados a PEMEX por los resultados de las rondas licitatorias, además de las asociaciones como el caso de los campos Cárdenas-Mora y Ogarrio, Misión, Miquetla y Ebano de los cuales el 50% de las reservas probadas está asignado a Pemex. En 2018 las reservas de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos adicionadas, fueron insuficientes para compensar el nivel de producción, el cual fue de 743 MMb de petróleo crudo, condensados e hidrocarburos líquidos.

Las reservas probadas de PEMEX de gas seco, desarrolladas y no desarrolladas, disminuyeron 3% en 2018, pasando de 6,593 MMMpc en 2017 a 6,370 MMMpc en 2018. Las reservas probadas desarrolladas de PEMEX de gas seco disminuyeron 25.0% al pasar de 4,513 MMMpc en 2017 a 3,380 MMMpc en 2018. Estas reducciones se explican por la producción de gas extraída durante el año 2018, reducción en las actividades de desarrollo de campos y al comportamiento de los yacimientos y el efecto por aquellos campos que ya no son asignados a Pemex por los resultados de las rondas licitatorias, además de las asociaciones como el caso de los campos Cárdenas-Mora y Ogarrio, Misión, Miquetla y Ebano de los cuales el 50% de las reservas probadas está asignado a Pemex. La cantidad de reservas probadas de gas seco adicionadas en 2018 fue insuficiente para mantener el nivel de producción en 2018 la cual fue de 887 MMMpc de gas seco. El total de las reservas probadas no desarrolladas de gas seco de PEMEX incrementaron 16.0% en 2018, de 2,567 MMMpc en 2017 a 2,990 MMMpc en 2018.

Durante 2018, las actividades de exploración en aguas profundas, aguas someras y regiones terrestres incorporaron aproximadamente 1,100 MMbpce provenientes de un campo productor de petróleo, dos campos de gas y condensado y la delimitación de un campo, en áreas cercanas a instalaciones de campos de explotación a través de asignaciones de exploración.

Las siguientes tres tablas muestran la estimación de las reservas probadas de petróleo crudo y gas seco de PEMEX, determinadas según la Regla 4-10 (a).

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Resumen de reservas probadas de crudo y gas [1] al 31 de diciembre 2018 basado en los precios promedio del año fiscal.

	Crudo y Condensado [2] (MMb)	Gas seco [3] (MMMpc)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:		
Reservas probadas desarrolladas	3,488	3,380
Reservas probadas no desarrolladas	2,198	2,990
Total de reservas probadas	**5,787**	**6,370**

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

[1] PEMEX no produce petróleo o gas sintético, ni extrae otros recursos naturales de los cuales puede producirse petróleo o gas sintético.

[2] Las reservas de petróleo crudo y condensado incluyen fracción de hidrocarburos licuables recuperables en plantas procesadoras de gas natural ubicadas en los campos.

[3] La producción se refiere a gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un encogimiento en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco. Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

Reservas de petróleo crudo y condensados (incluyendo líquidos del gas natural) [1]

	2018	2017	2016
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1o. de enero	6,427	7,219	7,977
Revisiones[2]	22	(95)	189
Delimitaciones y descubrimientos	140	147	(55)
Producción	(743)	(805)	(891)
Farm-outs y transferencias de campos derivados del proceso de licitación por parte de la CNH	(59)	(38)	-
Al 31 de diciembre	**5,787**	**6,427**	**7,219**
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	3,488	4,166	4,886
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,198	2,261	2,333

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

[1] Las reservas de petróleo crudo y condensados incluyen la fracción de hidrocarburos líquidos recuperables en plantas de procesamiento de gas natural localizadas en los campos.

[2] Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y cambio en los precios de los hidrocarburos.

Fuente: Pemex Exploración y Producción

(Continúa)

Petróleos Mexicanos
y sus Empresas Productivas Subsidiarias y sus Compañías Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Reservas de gas seco

	2018	2017	2016
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Al 1 de enero	6,593	6,984	8,610
Revisiones[1]	3	169	(183)
Delimitaciones y descubrimientos	809	468	(308)
Producción[2]	(887)	(999)	(1,134)
Farm-outs y transferencias de campos derivados del proceso de licitación por parte de la CNH	(148)	(29)	
Al 31 de diciembre	**6,370**	**6,593**	**6,984**
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	3,380	4,026	4,513
Reservas probadas no desarrolladas al 31 de diciembre	2,990	2,567	2,471

Nota: La suma podría no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Las revisiones incluyen cambios positivos y negativos debido a datos nuevos de la perforación de pozos, revisiones realizadas cuando el comportamiento real del yacimiento difiere del esperado y cambios en los precios de los hidrocarburos

(2) La producción se refiere al gas seco, aunque la producción de gas natural reportada en otras tablas se refiere a gas húmedo amargo. Existe un encogimiento en volumen cuando los líquidos de gas natural e impurezas se extraen para obtener gas seco Por lo tanto, los volúmenes de gas natural son mayores que los volúmenes de gas seco.

Fuente: Pemex Exploración y Producción

La Tasa de Restitución de Reserva (TRR) de Pemex Exploración y Producción para un periodo se calcula dividiendo la suma total de reservas probadas, generadas por descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones de las reservas entre la producción total del periodo. Durante 2018, obtuvimos 318 MMbpce de reservas probadas como agregado de descubrimientos, revisiones, delimitaciones y desarrollo que representa una TRR de 35%. La TRR de 2018 representa una mejora en comparación con el 2017 donde la TRR fue de 17%. Pemex Exploración y Producción espera continuar mejorando su TRR en años subsecuentes.

La relación reserva-producción (RRP), la cual resulta de dividir las reservas remanentes al final del año que corresponde, entre el total de la producción de hidrocarburos de ese año, resultó de 7.7 años para las reservas probadas en petróleo crudo equivalente, al 31 de diciembre de 2018, permaneciendo estable en comparación con la RRP del 2017.

f. Medición estándar de los flujos futuros de efectivo netos, relacionados con las reservas probadas de crudo y de gas (auditado).

Las tablas de medición estándar que se presentan a continuación se refieren a las reservas probadas de crudo y gas, excluyendo las reservas probadas que están programadas para iniciar su producción a partir del año 2042. Esta medición se presenta conforme a la regla del Topic 932.

(Continúa)

10.2. Empresas subsidiarias, vehículos financieros y fideicomisos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales[1, 2]

Empresa	Participación[3]	
	%	Tipo
Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Petróleos Mexicanos		
P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.		
Petróleos Mexicanos	98.33	(directa)
P.M.I. Trading DAC [4]		
Petróleos Mexicanos	48.51	(directa)
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	51.49	(indirecta)
Holdings Holanda Services B.V.		
Petróleos Mexicanos	100	(directa)
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.		
Petróleos Mexicanos	100	(directa)
P.M.I. Holdings B.V.		
Petróleos Mexicanos	100	(directa)
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.		
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	28.3	(indirecta)
Holdings Holanda Services B.V.	71.7	(indirecta)
P.M.I. Services B.V.		
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	100	(indirecta)
P.M.I. Services North America, Inc.		
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	59.02	(indirecta)
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	40.98	(indirecta)
Deer Park Refining Limited Partnership		
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	49.99	(indirecta)
Texas Frontera, LLC		
P.M.I. Services North America, Inc.	50	(indirecta)
Frontera Brownsville, LLC		
P.M.I. Services North America, Inc.	50	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.		
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	99.999999	(indirecta)
Holdings Holanda Services, B.V.	0.000001	(indirecta)
Hijos de J. Barreras, S.A.		
P.M.I. Holdings B.V.	51	(indirecta)
P.M.I. Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V.		
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	1	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	99	(indirecta)
P.M.I. Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V.		
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	0.99	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	99.01	(indirecta)
P.M.I. Midstream del Centro, S.A. de C.V.		
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	1	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	99	(indirecta)

Administración Portuaria Integral P.M.I., S.A. de C.V.[5]		
P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	98	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	2	(indirecta)
PMI Ducto de Juárez, S. de R. L. de C.V.		
P.M.I. Services North America, Inc.	99.998	(indirecta)
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	0.002	(indirecta)
P.M.I. Trading México, S.A. de C.V.		
P.M.I. Trading DAC	99	(indirecta)
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	1	(indirecta)
Kot Insurance Company, A.G.		
Petróleos Mexicanos	100	(directa)
Pemex Procurement International, Inc.		
Petróleos Mexicanos	100	(directa)
Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.		
Petróleos Mexicanos	99.99999	(directa)
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	0.00001	(indirecta)
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.		
Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	99.982	(indirecta)
Petróleos Mexicanos	0.018	(directa)
Infraestructura y Servicios Inmobiliarios, S.A. de C.V. [5]		
Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V.	99	(indirecta)
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	1	(indirecta)
PMX Energy Partners, S.A. de C.V.		
Petróleos Mexicanos	99	(directa)
Pemex Logística	1	(indirecta)
Pemex Finance Ltd [6]		
Petróleos Mexicanos	100	(directa)
Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.		
Petróleos Mexicanos	49	(directa)
Unión de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes, S.A. de C.V. [5]		
Petróleos Mexicanos	5	(directa)

Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex Transformación Industrial

Mex Gas Internacional, S.L.		
Pemex Transformación Industrial	100	(directa)
CH4 Energía, S.A. de C. V.		
Mex Gas Internacional, S.L.	50	(indirecta)
Mex Gas Supply, S.L.		
Mex Gas Internacional, S.L.	100	(indirecta)
MGI Enterprises US, LLC		
Mex Gas Internacional, S.L.	100	(indirecta)
MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.		
Mex Gas Internacional, S.L.	99.9997	(indirecta)
MGC México, S.A de C.V.	0.0003	

MGC México, S.A de C.V.		
MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.0007	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	99.9993	(indirecta)
PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V.		
MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.0001	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	99.9999	(indirecta)
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.		
Mex Gas Supply, S.L.	14.91	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	85.09	(indirecta)
TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.		
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.	5	(indirecta)
TAG Transístmico, S. de R.L. de C.V.		
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.	99.999969	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	0.000031	(indirecta)
Sierrita Gas Pipelines, LLC		
MGI Enterprises US, LLC	35	(indirecta)
NET Mexico Pipeline Partners, LLC		
MGI Enterprises US, LLC	10	(indirecta)
Pasco Terminals, Inc.		
MGI Enterprises US, LLC	99	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	1	(indirecta)
Terrenos para Industrias, S.A.		
Pemex Transformación Industrial	100	(directa)
P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V.[5]		
Pemex Transformación Industrial	50	(directa)
P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	50	(indirecta)
PMX Cogeneración Internacional, S.A.P.I. de C.V.[7]		
Mex Gas Internacional, S.L.	99.99	(indirecta)
MGI Asistencia Integral, S. de R.L. de C.V.	0.01	(indirecta)
PMX Cogeneración, S.A.P.I. de C.V.		
PMX Cogeneración Internacional, S.L.	99.99	(indirecta)
Mex Gas Internacional, S.L.	0.01	(indirecta)

Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex Exploración y Producción

Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.[8]		
Pemex Exploración y Producción	60	(directa)
Administración Portuaria Integral Dos Bocas, S.A. de C.V.[8]		
Pemex Exploración y Producción	40	(directa)
PEP Marine DAC [9]		
Pemex Exploración y Producción	100	(directa)
PEMEX USA GOM I, Inc.		
P.M.I. Marine DAC	100	(indirecta)
PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.		
PEP Marine DAC	51.01	(indirecta)
Pemex Exploración y Producción	48.99	(directa)

Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex Etileno		
PPQ Cadena Productiva, S.L.		
Pemex Etileno	100	(directa)

Empresas con participación accionaria directa de Pemex Logística		
Ductos El Peninsular, S.A.P.I. de C.V.		
Pemex Logística	30	(directa)
PMI Servicios Portuarios Transoceánico, S.A. de C.V.		
Pemex Logística	99	(directa)
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	1	(indirecta)

Empresas con participación accionaria directa e indirecta de Pemex Fertilizantes		
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.		
Pemex Fertilizantes	99.99999998	(directa)
Pemex Etileno	0.000000002	(directa)
PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.		
Pemex Fertilizantes	68.16	(directa)
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	31.84	(indirecta)
Pro-Agroindustria, S.A. de C.V.		
PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.35	(indirecta)
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.65	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	46.59926264	(indirecta)
Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.	53.40073736	(indirecta)
Dinámica Industrial Balsas, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99990206	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00009794	(indirecta)
Productora y Comercializadora de Fertilizantes, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	0.00384586	(indirecta)
Sadcom del Centro S.A. de C.V.	99.99615414	(indirecta)
Minera Rofomex, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99392279	(indirecta)
Roca Fosfórica Mexicana S.A. de C.V.	0.00606506	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00001215	(indirecta)
Roca Fosfórica Mexicana, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999997	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000003	(indirecta)
Roca Fosfórica Mexicana II, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999995	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000005	(indirecta)

Grupo Fertinal, S.A. de C.V.		
PMX Fertilizantes Pacífico, S.A. de C.V.	99.99999998	(indirecta)
PMX Fertilizantes Holding, S.A. de C.V.	0.00000002	(indirecta)
Materias Primas, Inmuebles y Transportes de México, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99999989	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00000011	(indirecta)
Sadcom del Centro, S.A. de C.V.		
Grupo Fertinal, S.A. de C.V.	99.99989489	(indirecta)
Agroindustrias del Balsas, S.A. de C.V.	0.00010511	(indirecta)

Notas

1 Al cierre de 2018.

2 La participación accionaria de Pemex en las empresas que se enlistan es proporcionada por las propias empresas.

3 Cuando se reporta a dos decimales es por redondeo.

4 Anteriormente P.M.I. Trading Limited.

5 En proceso de liquidación al cierre de 2018.

6 Aparece por primera vez en este reporte.

7 Anteriormente PMX Cogeneración Internacional, S.L.

8 Empresa Paraestatal.

9 Anteriormente P.M.I. Marine DAC.

Glosario

Acrónimo	Significado
1P	Reservas Probadas
2P	Reservas Probadas + Reservas Probables
3P	Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles
3D	Tridimensionales
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Brent	Tipo de petróleo que se extrae del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos.
BTX	Benceno, Tolueno y Xileno
CCAC	Climate and Clean Air Coalition
CEE	Contratos de Exploración y Extracción
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEP	Contrato Integral de Exploración y Producción
CNGM	Costa Norteamericana del Golfo de México
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO_2	Dióxido de carbono
CO_2e	Dióxido de carbono equivalente
Compliance	Conjunto de políticas y procedimientos establecidos para que una empresa, sus directivos, empleados, clientes, proveedores, contratistas y en general cualquier tercero con el que mantiene relaciones comerciales cumplan con las disposiciones jurídicas y les permita mitigar riesgos.
CPG	Complejo Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSIEE	Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Producción
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
Farm-out	Alianzas o asociaciones que en términos de las leyes vigentes puede celebrar Petróleos Mexicanos para la realización, por parte de un tercero, de actividades vinculadas a la explotación de hidrocarburos
GARICC	Grupo de Administración de Riesgo de Crédito Comercial de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias
GLP	Gas licuado
Henry Hub	Red de distribución en el sistema de ductos de gas natural seco en Erath, Louisiana, propiedad de Sabine Pipe Line LLC. Dada su importancia, le presta su nombre a los futuros de gas natural seco que se comercian en el Mercado de cambios de Nueva York (NYMEX) y a los swaps OTC que se comercian en el Intercontinental Exchange (ICE).

Acrónimo	Significado
IEPS	Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios
IFD	Instrumentos Financieros Derivados
INAI	Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales
IPNP	Índice de Paros No Programados. Es el porcentaje del tiempo que un equipo o instalación incurrió en paros que no han sido programados con relación a un periodo de análisis establecido.
MARE	Marco de Administración de Riesgos Empresariales
MME	Mezcla Mexicana de Exportación
NOx	Óxidos de nitrógeno
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PACMA	Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente
PE	Pemex Etileno
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PEP	Pemex Exploración y Producción
PF	Pemex Fertilizantes
PLOG	Pemex Logística
PMI	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PPS	Pemex Perforación y Servicios
PROSENER	Programa Sectorial de Energía
PTCI	Programas de trabajo de control interno
PTRI	Pemex Transformación Industrial
SCI	Sistema de control interno
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SOx	Óxidos de azufre
SPBN	Subdirección de Producción Bloques Norte
SPBS	Subdirección de Producción Bloques Sur
SSPA	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
UBA	Ultra Bajo Azufre
WTI	*West Texas Intermediate*

Unidad de medida	Significado
bpce	barriles de petróleo crudo equivalente
Btu	British Thermal Unit
ha	hectárea
km	kilómetro
m	metro
Mb	miles de barriles
Mbd	miles de barriles diarios
Mm^3	miles de metros cúbicos
MMb	millones de barriles
MMbd	millones de barriles diarios
MMbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMMpc	miles de millones de pies cúbicos
MMpcd	millones de pies cúbicos diarios
MMUS$	millones de dólares
MMMUS$	miles de millones de dólares
Mt	miles de toneladas
t	tonelada
US$/MMBtu	dólares por millón de Btu
US$/b	dólares por barril
US$/bpce	dólares por barril de petróleo crudo equivalente

Cámara de Diputados del Honorable Congreso de la Unión, LXIV Legislatura

Junta de Coordinación Política

Diputados: Mario Delgado Carrillo, presidente, MORENA; Juan Carlos Romero Hicks, PAN; René Juárez Cisneros, PRI; Olga Juliana Elizondo Guerra, PES; Reginaldo Sandoval Flores, PT; Izcóatl Tonatiuh Bravo Padilla, MOVIMIENTO CIUDADANO; Verónica Beatriz Juárez Piña, PRD; Arturo Escobar y Vega, PVEM;

Mesa Directiva

Diputados: Porfirio Muñoz Ledo, presidente; vicepresidentes, María de los Dolores Padierna Luna, MORENA; Marco Antonio Adame Castillo, PAN; Dulce María Sauri Riancho, PRI; secretarios, Karla Yuritzi Almazán Burgos, MORENA; Mariana Dunyaska García Rojas, PAN; Sara Rocha Medina, PRI; Héctor René Cruz Aparicio, PES; Lizeth Sánchez García, PT; Carmen Julieta Macías Rábago, MOVIMIENTO CIUDADANO; Mónica Bautista Rodríguez, PRD; Lyndiana Elizabeth Burgarín Cortés, PVEM; Lilia Villafuerte Zavala, SP.

Secretaría General

Secretaría de Servicios Parlamentarios

Gaceta Parlamentaria de la Cámara de Diputados

Director: Juan Luis Concheiro Bórquez, **Edición:** Casimiro Femat Saldívar, Ricardo Águila Sánchez, Antonio Mariscal Pioquinto.

Apoyo Documental: Dirección General de Proceso Legislativo. **Domicilio:** Avenida Congreso de la Unión, número 66, edificio E, cuarto nivel, Palacio Legislativo de San Lázaro, colonia El Parque, CP 15969. Teléfono: 5036 0000, extensión 54046. **Dirección electrónica: http://gaceta.diputados.gob.mx/**