EMPRESAS PRODUCTIVAS DEL ESTADO
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

INTRODUCCIÓN

De conformidad a los artículos 46, fracción I, inciso g) y 49 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental, así como a la normatividad emitida por el Consejo Nacional de Armonización Contable, se presentan las notas a los estados financieros de las Empresas Productivas del Estado correspondientes al ejercicio fiscal de 2018, con los siguientes apartados:

- Notas de Desglose
- Notas de Memoria (cuentas de orden)
- Notas de Gestión Administrativa

Lo dispuesto en el "Acuerdo por el que se armoniza la estructura de las cuentas públicas", clasifica administrativamente a las Empresas Productivas del Estado y son los siguientes entes públicos:

- Comisión Federal de Electricidad (CFE)
- Petróleos Mexicanos (PEMEX)

Las presentes notas a los estados financieros fueron generadas a partir de las notas formuladas por cada ente púbico que integran las Empresas Productivas del Estado, y consolidadas por la Unidad de Contabilidad Gubernamental, atendiendo a lo dispuesto por el artículo 53 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental, al Acuerdo por el que se armoniza la estructura de las cuentas públicas y la Norma en materia de consolidación de Estados Financieros, en el sentido de que corresponde a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público formular e integrar la información consolidada de las Empresas Productivas del Estado.

Las notas a los estados financieros particulares de cada entidad, pueden ser consultadas en el apartado de información contable de cada una de las entidades enlistadas con anterioridad.

NOTAS DE DESGLOSE:

NOTAS AL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activo

- Efectivo y Equivalentes

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Efectivo y Equivalentes:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	77,295,150,316	67,237,900,632
Petróleos Mexicanos Consolidado	81,912,409,115	97,851,754,328
Suma de Efectivo y Equivalentes	**159,207,559,431**	**165,089,654,960**

- Derechos a recibir Efectivo y Equivalentes y Bienes o Servicios a Recibir

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Derechos a Recibir Efectivo o Equivalentes:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	80,870,002,129	101,972,537,036
Petróleos Mexicanos Consolidado	237,769,986,145	232,586,455,001
Suma de Derechos a Recibir Efectivo o Equivalentes	**318,639,988,274**	**334,558,992,037**

- Bienes Disponibles para su Transformación o Consumo (inventarios)

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Inventarios:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	19,743,128,839	18,046,244,880
Petróleos Mexicanos Consolidado	76,742,223,036	58,699,179,807
Suma de Inventarios	**96,485,351,875**	**76,745,424,687**

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Almacenes:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	0	0
Petróleos Mexicanos Consolidado	5,280,415,659	5,244,943,112
Suma de Almacenes	**5,280,415,659**	**5,244,943,112**

- Estimación por Pérdida o Deterioro de Activos Circulantes

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Estimación por Pérdida o Deterioro de Activos Circulantes.

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	-32,001,529,446	-40,087,601,250
Petróleos Mexicanos Consolidado	-3,994,416,563	-3,390,370,144
Suma de Estimación por Pérdida o Deterioro de Activos Circulantes	**-35,995,946,009**	**-43,477,971,394**

- Otros Activos Circulantes

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Otros Activos Circulantes:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	46,306,780,249	35,983,431,596
Petróleos Mexicanos Consolidado	1,682,978,802	70,826,764
Suma de Otros Activos Circulantes	**47,989,759,051**	**36,054,258,360**

- Inversiones Financieras a Largo Plazo

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Inversiones Financieras a Largo Plazo:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	0	0
Petróleos Mexicanos Consolidado	16,841,545,314	16,707,364,040
Suma de Inversiones Financieras a Largo Plazo	**16,841,545,314**	**16,707,364,040**

- Derechos a Recibir Efectivo o Equivalentes a Largo Plazo

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Derechos a Recibir Efectivo o Equivalentes a Largo Plazo:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	0	0
Petróleos Mexicanos Consolidado	120,983,566,770	148,854,179,229
Suma de Derechos a Recibir Efectivo o Equivalentes a Largo Plazo	**120,983,566,770**	**148,854,179,229**

- Bienes Muebles, Inmuebles e Intangibles
  - Bienes Inmuebles, Infraestructura y Construcciones en Proceso

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Bienes Inmuebles, Infraestructura y Construcciones en Proceso:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	1,796,315,525,028	1,501,248,265,692
Petróleos Mexicanos Consolidado	3,272,223,882,327	3,141,316,303,880
Suma de Bienes Inmuebles, Infraestructura y Construcciones en Proceso	**5,068,539,407,355**	**4,642,564,569,572**

- Bienes Muebles

Se presenta la información consolidada de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Bienes Muebles:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	241,506,122,686	238,058,834,973
Petróleos Mexicanos Consolidado	60,019,229,386	71,349,149,473
Suma de Bienes Muebles	**301,525,352,072**	**309,407,984,446**

- Activos Intangibles

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Activos Intangibles:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	32,198,219,455	30,609,473,020
Petróleos Mexicanos Consolidado	18,586,072,191	16,847,951,330
Suma de Activos Intangibles	**50,784,291,646**	**47,457,424,350**

- Activos Diferidos

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Activos Diferidos:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	114,427,726,000	1,904,144,103
Petróleos Mexicanos Consolidado	126,616,687,089	149,583,883,269
Suma de Activos Diferidos	**241,044,413,089**	**151,488,027,372**

- Estimaciones y Deterioros
  - Depreciación, Deterioro y Amortización Acumulada de Bienes

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Depreciación, Deterioro y Amortización Acumulada de Bienes:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	-853,492,193,527	-751,814,247,594
Petróleos Mexicanos Consolidado	-1,933,183,748,557	-1,776,183,452,584
Suma de Depreciación, Deterioro y Amortización Acumulada de Bienes	**-2,786,675,942,084**	**-2,527,997,700,178**

- Otros Activos No Circulantes

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el rubro de Otros Activos no Circulantes.

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	85,816,060,468	371,060,795,919
Petróleos Mexicanos Consolidado	0	0
Suma de Otros Activos No Circulantes	**85,816,060,468**	**371,060,795,919**

Pasivo

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el género de Pasivo:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	934,465,571,194	956,084,728,253
Petróleos Mexicanos Consolidado	3,540,886,262,646	3,661,890,997,254
Suma del Pasivo Total	**4,475,351,833,840**	**4,617,975,725,507**

- Pasivo Circulante

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el grupo de Pasivo Circulante:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	164,423,193,452	169,723,096,381
Petróleos Mexicanos Consolidado	454,059,857,299	416,663,683,868
Suma del Pasivo Circulante	**618,483,050,751**	**586,386,780,249**

- Pasivo No Circulante

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el grupo de Pasivo No Circulante:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	770,042,377,742	786,361,631,872
Petróleos Mexicanos Consolidado	3,086,826,405,347	3,245,227,313,386
Suma de Pasivo No Circulante	**3,856,868,783,089**	**4,031,588,945,258**

- Pasivo Laboral

Las empresas productivas Comisión Federal de Electricidad y Petróleos Mexicanos tienen reconocidos pasivos derivados de beneficios a los empleados. En las notas a los estados financieros de cada Empresa se revelan las características principales de los planes de beneficios al retiro, por lo que ésta información se encuentra disponible en los Estados Financieros consolidados de cada una de ellas.

NOTAS AL ESTADO DE ACTIVIDADES

- Ingresos de Gestión

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el grupo de Ingresos de Gestión:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	385,981,632,180	427,976,310,453
Petróleos Mexicanos Consolidado	1,681,119,150,363	1,397,029,720,099
Suma de Ingresos de Gestión	**2,067,100,782,543**	**1,825,006,030,552**

- Participaciones, Aportaciones, Transferencias, Asignaciones, Subsidios y Otras Ayudas

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el grupo de Participaciones, Aportaciones, Transferencias, Asignaciones, Subsidios y Otras Ayudas:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	81,405,300,000	65,914,800,000
Petróleos Mexicanos Consolidado	0	0
Suma de Participaciones, Aportaciones, Transferencias, Asignaciones, Subsidios y Otras Ayudas	**81,405,300,000**	**65,914,800,000**

- Otros Ingresos y Beneficios

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el grupo de Otros Ingresos y Beneficios:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	93,005,714,723	124,294,858,616
Petróleos Mexicanos Consolidado	2,885,585,975,785	5,887,625,573,906
Suma de Otros Ingresos y Beneficios	**2,978,591,690,508**	**6,011,920,432,522**

- Gastos y Otras Pérdidas

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el género de Gastos y Otras Pérdidas:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	523,863,458,523	510,598,946,252
Petróleos Mexicanos Consolidado	4,747,124,963,599	7,565,505,913,001
Suma de Gastos y Otras Pérdidas	**5,270,988,422,122**	**8,076,104,859,253**

NOTAS AL ESTADO DE VARIACIÓN DE LA HACIENDA PÚBLICA/PATRIMONIO

Este Estado muestra el monto de la Hacienda Pública/Patrimonio al 31 de diciembre de 2018 y de 2017 y se conforma como sigue:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	674,519,421,003	618,135,050,754
Petróleos Mexicanos Consolidado	-1,459,405,431,932	-1,502,352,829,749
Suma del Total de la Hacienda Pública / Patrimonio	**-784,886,010,929**	**-884,217,778,995**

NOTAS AL ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

- Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación

Los orígenes de las actividades de operación cobrados por el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 fueron por 2,205,590,198,760 pesos y en 2017 por 1,982,871,669,062 pesos. Las aplicaciones de las actividades de operación pagadas por el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 fueron por 2,034,728,823,163 pesos y en 2017 por 1,847,791,286,851 pesos, reflejándose un diferencial de actividades de operación en 2018 por 170,861,385,597 pesos y en 2017 por 135,080,382,211 pesos.

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	29,163,045,718	73,815,453,551
Petróleos Mexicanos Consolidado	141,698,339,879	61,264,928,660
Suma de Flujos Netos de Efectivo por Actividades de Operación	**170,861,385,597**	**135,080,382,211**

- Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión

Los orígenes de las actividades de inversión cobrados por el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 fueron por 7,876,775,190 pesos y en 2017 por 11,168,546,019 pesos. Las aplicaciones de las actividades de inversión pagadas por el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 fueron por 151,543,408,063 pesos y en 2017 por 119,090,358,454 pesos, reflejándose un diferencial de actividades de inversión en 2018 por -143,666,632,873 pesos y en 2017 por -107,921,812,435 pesos.

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	-42,582,719,000	-27,230,893,528
Petróleos Mexicanos Consolidado	-101,083,913,873	-80,690,918,907
Suma de Flujos Netos de Efectivo por Actividades de Inversión	**-143,666,632,873**	**-107,921,812,435**

- Flujo de Efectivo de las Actividades de Financiamiento

Los orígenes de las actividades de financiamiento cobrados por el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 fueron por 979,847,339,145 pesos y en 2017 por 706,378,702,875 pesos. Las aplicaciones de actividades de financiamiento pagadas en 2018 fueron por 1,012,924,187,398 pesos y en 2017 por 774,247,075,112 pesos, reflejándose un diferencial de actividades de financiamiento en 2018 por -33,076,848,253 pesos y en 2017 por -67,868,372,237 pesos.

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	23,476,922,966	-21,613,604,152
Petróleos Mexicanos Consolidado	-56,553,771,219	-46,254,768,085
Suma de Flujos Netos de Efectivo por Actividades de Financiamiento	**-33,076,848,253**	**-67,868,372,237**

- Incremento/Disminución Neta en el Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el renglón de Incremento/Disminución Neta en el Efectivo y Equivalentes al Efectivo:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	10,057,249,684	24,970,955,871
Petróleos Mexicanos Consolidado	-15,939,345,213	-65,680,758,332
Suma del Incremento/Disminución Neta en el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	**-5,882,095,529**	**-40,709,802,461**

- Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio

Se presenta la información consolidada de los entes públicos de las Empresas Productivas del Estado que integra el renglón de Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio:

(Pesos)

Ente Público	2018	2017
Comisión Federal de Electricidad	77,295,150,316	67,237,900,632
Petróleos Mexicanos Consolidado	81,912,409,115	97,851,754,328
Suma del Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	**159,207,559,431**	**165,089,654,960**

Conciliación entre los ingresos presupuestarios y contables, así como entre los egresos presupuestarios y los gastos contables de las Empresas Productivas del Estado

(Pesos)

EMPRESAS PRODUCTIVAS DEL ESTADO Conciliación entre los Ingresos Presupuestarios y Contables Del 1o. de Enero al 31 de Diciembre de 2018 (Cifras en pesos)	
1. Ingresos Presupuestarios	**1,086,830,571,599**
2. Más ingresos contables no presupuestarios	**3,945,769,505,879**
Incremento por variación de inventarios	108,295
Disminución del exceso de estimaciones por pérdida o deterioro u obsolescencia	1,094,877,659
Disminución del exceso de provisiones	60,006,444
Otros ingresos y beneficios varios	1,037,850,981,586
Otros ingresos contables no presupuestarios	2,906,763,531,895
3. Menos ingresos presupuestarios no contables	**-94,497,695,573**
Productos de capital	0
Aprovechamientos capital	1,745,729
Ingresos derivados de financiamientos	72,979,033,647
Otros Ingresos presupuestarios no contables	-167,478,474,949
4. Ingresos Contables (4 = 1 + 2 - 3)	**5,127,097,773,051**

La información contenida en el “Estado analítico de Ingresos” y en el “Estado analítico del ejercicio del presupuesto de egresos” no incluye las operaciones inter-organismos, mientras que las conciliaciones Contables - Presupuestales que forman parte de las notas a los “Estados Financieros” sí se incluyen, razón por la cual no se llega a los mismos saldos en los ingresos y egresos presupuestarios devengados en Petróleos Mexicanos.

Respecto de los Otros ingresos y beneficios varios, Otros ingresos contables no presupuestarios y Otros ingresos presupuestarios no contables de las Empresas Productivas del Estado, su integración puede ser consultada en el respectivo apartado de cada ente público.

(Pesos)

EMPRESAS PRODUCTIVAS DEL ESTADO Conciliación entre los Egresos Presupuestarios y los Gastos Contables Del 1o. de Enero al 31 de Diciembre de 2018 (Cifras en pesos)	
1. Total de egresos (presupuestarios)	1,151,332,361,685
2. Menos egresos presupuestarios no contables	**554,425,830,624**
Mobiliario y equipo de administración	16,352,909
Mobiliario y equipo educacional y recreativo	345,878
Equipo e instrumental médico y de laboratorio	598,423,212
Vehículos y equipo de transporte	557,023
Equipo de defensa y seguridad	0
Maquinaria, otros equipos y herramientas	858,045,157
Activos biológicos	0
Bienes inmuebles	0
Activos intangibles	0
Obra pública en bienes propios	171,953,332,253
Acciones y participaciones de capital	0
Compra de títulos y valores	1,429,616,868
Inversiones en fideicomisos, mandatos y otros análogos	467,854,701
Provisiones para contingencias y otras erogaciones especiales	0
Amortización de la deuda publica	161,143,491,914
Adeudos de ejercicios fiscales anteriores (ADEFAS)	47,649,955,634
Otros Egresos Presupuestales No Contables	170,307,855,075
3. Más gastos contables no presupuestales	**4,674,081,891,061**
Estimaciones, depreciaciones, deterioros, obsolescencia y amortizaciones	210,378,203,577
Provisiones	626,329,496,023
Disminución de inventarios	-5,190,797,724
Aumento por insuficiencia de estimaciones por pérdida o deterioro u obsolescencia	2,242,884,552
Aumento por insuficiencia de provisiones	0
Otros Gastos	998,319,662,588
Otros Gastos Contables No Presupuestales	2,842,002,442,045
4. Ingresos Contables (4 = 1 + 2 - 3)	**5,270,988,422,122**

La información contenida en el “Estado analítico de Ingresos” y en el “Estado analítico del ejercicio del presupuesto de egresos” no incluye las operaciones inter-organismos, mientras que las conciliaciones Contables - Presupuestales que forman parte de las notas a los “Estados Financieros” sí se incluyen, razón por la cual no se llega a los mismos saldos en los ingresos y egresos presupuestarios devengados en Petróleos Mexicanos.

Respecto de los Otros egresos presupuestales no contables, Otros gastos y Otros gastos contables no presupuestales de las Empresas Productivas del Estado, su integración puede ser consultada en el respectivo apartado de cada ente público.

NOTAS DE MEMORIA:

Las notas de memoria de las Empresas Productivas del Estado son producto de las notas de cada ente público que lo conforma, mismas que pueden ser consultadas en el respectivo apartado de cada ente público.

NOTAS DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA:

Las notas de gestión administrativa de las Empresas Productivas del Estado están integradas con la información de la Comisión Federal de Electricidad y de Petróleos Mexicanos.

BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Atendiendo a lo dispuesto por el Acuerdo por el que se armoniza la estructura de las cuentas públicas, la información de las Empresas Productivas del Estado se integra a su vez por los estados financieros y demás información presupuestaria, programática y contable que presentan la Comisión Federal de Electricidad y de Petróleos Mexicanos.

Con fundamento en el artículo 17 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental (LGCG), cada ente público de las Empresas Productivas del Estado es responsable de su contabilidad, de la operación del sistema; así como del cumplimiento de lo dispuesto en la LGCG y las decisiones que emita el Consejo Nacional de Armonización Contable.

POLÍTICAS DE CONTABILIDAD SIGNIFICATIVAS

- **Comisión Federal de Electricidad**

  - Bases de consolidación

Las subsidiarias son entidades controladas por el Grupo. El Grupo controla una entidad cuando está expuesto, o tiene un 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 las subsidiarias son incluidos en los estados financieros consolidados desde la fecha en que comienza el control hasta la fecha de término de éste.

Los estados financieros consolidados incluyen las cifras de la CFE y EPS, empresas filiales y fideicomisos sobre los que se ejerce control.

La tenencia accionaria en las principales subsidiarias, filiales y fideicomisos, sobre las que CFE mantiene control al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 es la siguiente:

- CFE Distribución, EPS, CFE Transmisión, EPS, CFE Generación I, EPS, CFE Generación II, EPS, CFE Generación III, EPS, CFE Generación IV, EPS, CFE Generación V, EPS, CFE Generación VI, EPS y CFE Suministrador de Servicios Básicos, EPS.
- CFE Suministro Calificados, S. A. de C. V.
- CFE International, LLC.

- CFEnergía, S. A. de C. V.
- CFE Intermediación de Contratos Legados, S. A. de C. V.
- CFE Capital, S. de R. L. de C. V.

Estas entidades fueron constituidas y tienen su principal lugar de actividades en México a excepción de CFE International LLC, ubicada en Estados Unidos de América.

La tenencia accionaria de las entidades mencionadas anteriormente corresponde a una participación del 100.0%.

- Los fideicomisos en los cuales CFE ejerce control, los mismos se detallan a continuación:

Fideicomiso	Participación de CFE			Tipo de proyecto
	Fideicomitente	Fideicomisario	Fiduciario	
Fideicomiso de Administración y Traslativo de Dominio 2030	CFE	En primer lugar: los adjudicatarios de los contratos. En segundo lugar: CFE	BANOBRAS, S. N. C.	Inversión condicionada
Fideicomiso para la Constitución de un Fondo Revolvente de Financiamiento para el Programa de Aislamiento Térmico de la Vivienda en el Valle de Mexicali B.C.	CFE	CFE	BANOBRAS, S. N. C.	Ahorro de energía
Fideicomiso de Gastos Previos	CFE	CFE	BANCOMEXT, S. N. C	Inversión directa

❖ Participaciones no controladoras

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

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

❖ 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 del Grupo en la inversión a 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.

- Operaciones en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional respectiva de las entidades del Grupo en las fechas en que se realizan las transacciones. Los activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras a la fecha de balance son convertidos a la moneda funcional la tasa de cambio de esa fecha. Los activos y pasivos no monetarios que son reconocidos al valor razonable en una moneda extranjera, son convertidos a la moneda funcional al tipo cambio a la fecha en que se determinó el valor razonable. Las partidas no monetarias que se reconocen al costo histórico, se convierten utilizando el tipo de cambio en la fecha de la transacción. Las diferencias en conversión de moneda extranjera generalmente se reconocen en resultados.

Las diferencias en moneda extranjera surgidas de la conversión de las siguientes partidas se reconocen en otros resultados integrales:
Coberturas de flujo de efectivo calificadas siempre que la cobertura sea eficaz.

Las operaciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente a la fecha de su celebración. Los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se valúan en moneda nacional al tipo de cambio vigente a la fecha de los estados financieros consolidados, las fluctuaciones cambiarias entre la fecha de su celebración y la de su cobro o pago se reconoce en los resultados como parte del costo financiero.

Los estados financieros de operaciones extranjeras se convierten a la moneda de informe, identificando inicialmente si la moneda funcional y la de registro de la operación extranjera son diferentes y, posteriormente, se realiza la conversión de la moneda funcional a la de informe, utilizando para ello el tipo de cambio histórico y/o el tipo de cambio de cierre del ejercicio.

- Efectivo y equivalentes de efectivo

Se encuentran representados por efectivo, depósitos bancarios e inversiones temporales a corto plazo. El efectivo y los depósitos bancarios se presentan a valor nominal y los rendimientos que se generan se reconocen en los resultados conforme se devengan.
Los equivalentes de efectivo corresponden a inversiones de fácil realización con vencimientos a corto plazo, son valuados a valor razonable y están sujetos a un bajo riesgo de cambio en su valor.

- Instrumentos financieros

La NIIF 9 Instrumentos Financieros establece los requerimientos para el reconocimiento y la medición de los activos financieros, los pasivos financieros y algunos contratos de compra o venta de partidas no financieras. Esta norma reemplaza la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición.

  - Reconocimiento y medición inicial

Las cuentas por cobrar se reconocen cuando estas se originan. Todos los otros activos financieros y pasivos financieros se reconocen inicialmente cuando el Grupo se hace parte de las disposiciones contractuales.

Un activo financiero (a menos que sea una cuenta por cobrar sin un componente de financiamiento significativo) o pasivo financiero se mide inicialmente al valor razonable más, en el caso de una partida no medida al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción directamente atribuibles a su adquisición o emisión. Una cuenta por cobrar sin un componente de financiación significativo se mide inicialmente al precio de la transacción.

- Clasificación y medición posterior - Activos financieros

Acorde a la Norma NIIF 9 la clasificación y medición para los activos financieros que refleja el modelo de negocios en el que los activos son gestionados y sus características de flujo de efectivo. Los activos financieros se clasifican de la siguiente manera: instrumentos financieros medidos al costo amortizado, al valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCORI), y al valor razonable con cambios en resultados (VRCR). Debido a la adopción de la NIIF 9, se han eliminado las categorías existentes de mantenidos hasta el vencimiento, préstamos y partidas por cobrar y disponibles para la venta, categorías aplicables bajo la NIC 39.

Instrumentos financieros derivados incorporados en contratos en los que el principal es un activo financiero dentro del alcance de la norma por lo que nunca se bifurcan. En cambio, se evalúa la clasificación del instrumento financiero híbrido tomado como un todo.

- Baja en cuentas

Activos financieros.
El Grupo 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 no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad y no retiene el control sobre los activos transferidos

Pasivos financieros
El Grupo da de baja en cuentas en un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado. El Grupo también da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando se modifican sus condiciones y los flujos de efectivo del pasivo son modificados sustancialmente. En este caso se reconoce un nuevo pasivo financiero con base en las condiciones nuevas 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 contraprestación pagada (incluido los activos que no son efectivo transferido o los pasivos asumidos) se reconoce en resultados.

- Compensación

Los activos y pasivos financieros son compensados y el monto neto es presentado en el estado de situación financiera cuando, y solo cuando, la empresa cuenta con un derecho legal exigible para compensar los montos reconocidos, y existe la intención de liquidarlos sobre una base neta, o de realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

- Instrumentos financieros derivados y contabilidad de coberturas

Los instrumentos financieros derivados se reconocen a su valor razonable en los estados de situación financiera. El valor razonable de los instrumentos financieros derivados contratados se determina mediante técnicas de valuación comúnmente aceptados. Acorde con la estrategia de riesgos celebramos contratos de instrumentos financieros derivados para mitigar la exposición cambiaria y de tasas de interés, a través de la contratación de swaps de tasa de interés, Cross currency swap y forwards de moneda extranjera.

Las políticas incluyen la documentación formal de todas las transacciones entre los instrumentos de cobertura y las posiciones cubiertas, los objetivos de la administración de riesgos y las estrategias para celebrar las transacciones de cobertura.

La efectividad de los instrumentos financieros derivados designados como de cobertura se realiza antes de su designación, así como durante el período de la misma, la cual se lleva a cabo al menos trimestralmente. Cuando la cobertura no es altamente efectiva la cobertura deja de serlo, dejamos de aplicar el tratamiento contable de cobertura respecto de los instrumentos financieros derivados efectuados de manera prospectiva.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados designados como de coberturas de flujos de efectivo, se reconoce en el patrimonio en el rubro de otras partidas de resultados integrales, mientras que la porción inefectiva se reconoce en resultados. La porción efectiva reconocida en el patrimonio se recicla a resultados en el momento en el cual la partida cubierta afecta nuestro resultado y se presenta en el mismo rubro de dicho estado en donde presentamos la posición primaria correspondiente.

Las políticas de cobertura establecen que aquellos instrumentos financieros derivados que no califican para ser tratados como coberturas, se clasifican como instrumentos mantenidos para fines de negociación, por lo que los cambios en el valor razonable se reconocen inmediatamente en resultados.

- Valor razonable de los instrumentos financieros.

El Grupo mantiene instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera y tasa de interés. Los derivados implícitos son separados del contrato principal y registrado 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 valorizados al valor razonable, y sus cambios generalmente se reconocen en resultados.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumentos de cobertura para cubrir la variabilidad en los flujos de efectivo asociados con transacciones previstas altamente probables derivados de cambios en tasas de cambio y tasas de interés y ciertos pasivos financieros derivados y no derivados como coberturas del riesgo de moneda extranjera en una inversión neta en una operación en el extranjero.
Al inicio de relaciones de cobertura designadas, el Grupo documenta el objetivo y estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura.
El Grupo también documenta la relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura, incluyendo si se espera que los cambios en los flujos de efectivo de la partida cubierta y el instrumento de cobertura se compensen entre sí.

- Coberturas de flujos de efectivo

Cuando un instrumento derivado es designado como instrumento de cobertura de flujo de efectivo, la porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce en otros resultados integrales y se presenta en la reserva de cobertura. La porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado que se reconoce en otro resultado integral se limita al cambio acumulado en el valor razonable de la partida cubierta, determinado sobre una base del valor presente, desde el inicio de la cobertura. Cualquier porción inefectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce de inmediato en resultados.

El Grupo designa solo el cambio en el valor razonable del elemento al contado de los contratos a término como el instrumento de cobertura en las relaciones de cobertura de flujo de efectivo. El cambio en el valor razonable del elemento a término de los contratos a término en moneda extranjera ('puntos forward') se contabiliza por separado como un costo de la cobertura y se reconoce en una reserva de costos de cobertura dentro del patrimonio.

Cuando la transacción prevista cubierta posteriormente resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, como inventarios, el importe acumulado en la reserva de cobertura y el costo de la reserva de cobertura se incluye directamente en el costo inicial de la partida no financiera cuando se reconoce.

Para todas las otras transacciones previstas cubiertas, el importe acumulado en la reserva de cobertura y el costo de la reserva de cobertura es reclasificado en resultados en el mismo período o períodos durante los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectan el resultado.

Si la partida cubierta deja de cumplir con los criterios para la contabilidad de coberturas o el instrumento de cobertura se vende, expira, es terminado o se ejerce, la contabilidad de coberturas se discontinúa prospectivamente. Cuando se discontinúa la contabilidad de coberturas para las coberturas de flujos de efectivo, el importe que se ha acumulado en la reserva de cobertura permanece en el patrimonio hasta que, en el caso de la cobertura de una transacción que resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, se incluye en el costo de la partida no financiera en el reconocimiento inicial o, en el caso de otras coberturas de flujos de efectivo, se reclasifica en resultados en el mismo período o períodos en los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectan el resultado.

Si se deja de esperar que los flujos de efectivo futuros cubiertos ocurran, los importes que se han acumulado en la reserva de cobertura y el costo de la reserva de cobertura se reclasificarán inmediatamente al resultado.

- Coberturas de inversión neta

Cuando un instrumento derivado o un pasivo financiero no derivado es designado como el instrumento de cobertura en una cobertura de una inversión neta en una operación en el extranjero, la parte eficaz de, en el caso de un derivado, los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura o, en el caso de un instrumento no derivado, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconocen en otro resultado integral y se presentan en la reserva de conversión dentro del patrimonio. Cualquier parte ineficaz de los cambios en el valor razonable del derivado o las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera por el instrumento no derivado se reconoce de inmediato en resultados. El importe reconocido en otro resultado integral es reclasificado a resultados como un ajuste por reclasificación en el momento de la disposición de la operación el extranjero.

- Instrumentos financieros derivados y contabilidad de coberturas

La política aplicada en la información comparativa presentada para 2017 es similar a la aplicada para 2018. Sin embargo, para todas las coberturas de flujos de efectivo, incluyendo las coberturas de transacciones que resultan en el reconocimiento de partidas no financieras, los importes acumulados en la reserva de cobertura de flujos de efectivo eran reclasificados a resultados en el mismo período o períodos durante los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectaban el resultado. Además, para las coberturas de flujos de efectivo terminadas antes de 2017, los puntos a término (puntos forward) se reconocían de inmediato en resultados.

- Deterioro del valor – Activos financieros y activos por contratos

La Norma NIIF 9 reemplaza el modelo de “pérdida incurrida” de la Norma NIC 39 por un modelo de “pérdida crediticia esperada” (PCE). Esto requiere que se aplique juicio considerable con respecto a cómo los cambios en los factores económicos afectan las PCE, lo que se determina sobre una base promedio ponderada.

El nuevo modelo de deterioro es aplicable a los activos financieros medidos al costo amortizado o al VRCORI.

Bajo la Norma NIIF 9, las provisiones para pérdidas se miden usando una de las siguientes bases:

La medición de las PCE durante el tiempo de vida aplica si el riesgo de crédito de un activo financiero a la fecha de presentación ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial y la medición de las pérdidas crediticias esperadas de 12 meses aplica si este riesgo no ha aumentado. La entidad puede determinar que el riesgo de crédito de un activo financiero no ha aumentado significativamente si el activo tiene

un riesgo de crédito bajo a la fecha de presentación. No obstante, la medición de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida siempre es aplicable para las cuentas por cobrar comerciales y los activos del contrato sin un componente de financiación significativo; La Entidad ha escogido aplicar esta política para las cuentas por cobrar comerciales. El impacto de la adopción de la norma se explica en la Nota 22 y los detalles sobre el cálculo de la PCE se detallan en la nota 4.

Los activos y pasivos financieros son registrados inicialmente a su valor razonable, más los costos de transacción que son directamente atribuibles a su adquisición o emisión de activo o pasivo financiero (distinto de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable a través de utilidades o pérdidas). Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de un activo o pasivo financiero a valor razonable con cambios en pérdidas o ganancias se reconocen inmediatamente en los resultados.

- Los ingresos financieros y costos financieros del Grupo incluyen:
  - Ingreso por intereses;
  - Gasto por intereses;
  - Ganancia o pérdida neta en disposición de inversiones en instrumentos de deuda medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral;
  - Ganancia o pérdida neta por activos financieros al valor razonable con cambios en resultados;
  - Ganancia o pérdida en moneda extranjera por activos financieros y pasivos financieros;
  - Pérdidas (y reversiones) por deterioro en inversiones en instrumentos de deuda registrados al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral;
  - Ineficacia de cobertura reconocida en resultados; y
  - Reclasificación de ganancias y pérdidas netas previamente reconocidas en otro resultado integral por coberturas de flujos de efectivo de riesgo de tasa de interés y riesgo de moneda extranjera para obligaciones (ver Nota 10)

Ingreso o gasto por intereses reconocido usando el método del interés efectivo. El ingreso por dividendos es reconocido en resultados en la fecha en que se establece el derecho del Grupo a recibir el pago.

La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los pagos o cobros de efectivo futuros estimados durante la vida esperada del instrumento financiero a:

- El importe en libros bruto de un activo financiero; o
- El costo amortizado de un pasivo financiero.

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

- Inventario de materiales para operación

Los inventarios de materiales para operación reconocen a su costo de adquisición o valor neto de realización, el menor. Para la asignación del costo unitario de los inventarios de materiales de operación se utiliza la fórmula de costos promedios.
La Compañía registra las estimaciones necesarias para reconocer disminuciones en el valor de sus inventarios por deterioro, obsolescencia, lento movimiento y otras causas que indiquen que el aprovechamiento o realización de los artículos que forman parte del inventario resultará inferior al valor registrado.

- Plantas, instalaciones y equipo

Las plantas, instalaciones y equipo se registran inicialmente al costo de adquisición.

- Plantas, instalaciones y equipo en operación (infraestructura eléctrica)

Las plantas, instalaciones y equipo en operación, utilizados para la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica, se presentan en el estado de posición financiera a sus montos revaluados, calculando el valor razonable a la fecha de la revaluación, menos cualquier depreciación acumulada o pérdidas por deterioro acumuladas. La Empresa lleva acabo la revisión periódica de los valores razonables de plantas, instalaciones y equipo en operación, y cada 5 años se evalúa la necesidad de efectuar revaluaciones, de tal manera que el valor en libros no difiera en forma importante de lo que se habría calculado utilizando los valores razonables al final del periodo sobre el cual se informa.

Cualquier aumento en la revaluación de dichas plantas, instalaciones y equipo en operación se reconoce en los otros resultados integrales como superávit, excepto si revierte una disminución en la revaluación del mismo activo previamente reconocida en resultados, en cuyo caso el aumento se acredita a resultados en la medida en que reduce el gasto por la disminución efectuada previamente. Una disminución del valor en libros que se originó de la revaluación de dichas plantas, instalaciones y equipo en operación, se registra en resultados en la medida que excede el saldo del superávit, si existe alguno.

Los costos por préstamos que se incurren en financiamientos tanto directos como generales en construcciones en proceso con un período mayor a 6 meses son capitalizados como parte del costo del activo.

Además del precio de compra y los costos directamente atribuibles al proceso de preparar el activo, en términos de ubicación física y condición para que pueda operar en la forma prevista por nuestros técnicos; el costo también incluye los costos estimados por desmantelamiento y remoción del activo, así como para la restauración del lugar donde se ubican dichos activos, cuando existe dicha obligación.

La depreciación de las plantas, instalaciones y equipo en operación se calcula sobre el valor razonable o costo de adquisición según sea el caso, utilizando el método de línea recta con base en la vida útil estimada de los activos, a partir del mes siguiente en que se encuentran disponibles para su uso. En caso de venta o retiro posterior de las propiedades revaluadas, el superávit por revaluación atribuible a la reserva de revaluación de propiedades restante es transferido directamente a las utilidades acumuladas.

La depreciación de las plantas, instalaciones y equipo en operación revaluados es reconocida en resultados. En caso de venta o retiro posterior de las propiedades revaluadas, el superávit de revaluación atribuible a la reserva de revaluación de propiedades restante es transferido directamente a las utilidades acumuladas.

Las tasas de depreciación acordes con la vida útil de los mismos, determinadas por técnicos especializados de CFE son las siguientes:

	Tasa anual %
Centrales generadoras-geotérmica	Del 2.00 al 3.70
Centrales generadoras-vapor	Del 1.33 al 2.86
Centrales generadoras-hidroeléctricas	Del 1.25 al 2.50
Centrales generadoras-combustión interna	Del 1.33 al 3.03
Centrales generadoras-turbo gas y ciclo combinado	Del 1.33 al 3.03
Central generadora-nuclear	Del 2.50
Subestaciones	Del 1.33 al 2.56
Líneas de transmisión	Del 1.33 al 2.86
Redes de distribución	Del 1.67 al 3.33

Periódicamente evaluamos las vidas útiles, métodos de depreciación y valores residuales de nuestras plantas, instalaciones y equipo. En aquellos casos en que existan modificaciones a las estimaciones utilizadas, los efectos se reconocen de manera prospectiva.

Cuando las partidas de plantas, instalaciones y equipos se integran de diversos componentes, y estos tienen vidas útiles distintas, los componentes individuales significativos se deprecian durante sus vidas útiles estimadas. Los costos y gastos de mantenimiento y reparación menores se reconocen en los resultados conforme se incurren.

El valor de las plantas, instalaciones y equipo se revisa anualmente por indicios de deterioro en el valor de dichos activos. Al 31 de diciembre de 2017, se reconocieron pérdidas por deterioro por un importe de 28,681,250.0 los cuales fueron disminuidos del Superávit por reevaluación. Durante el ejercicio de 2018 no se reconocieron pérdidas por deterioro en las plantas, instalaciones y equipo operativo, sin embargo, se reconoció la reversión parcial del deterioro reconocido en 2017, por un monto de 2,074,323.0 el cual se determinó con fecha 31 de diciembre de 2018.

I. Inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales

Los inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales se deprecian conforme a las siguientes tasas:

	Tasa anual %
Edificios	5.0
Mobiliario y equipo de oficina	10.0
Cómputo	25.0
Equipo de transporte	25.0
Otros bienes muebles	10.0

Los terrenos no son sujetos de depreciación.

Un elemento de plantas, instalaciones y equipo se da de baja cuando se vende o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros que deriven del uso continuo del activo. La utilidad o pérdida que surge de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo, se calcula como la diferencia entre los recursos que se reciben por la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en los resultados.

II. Plantas, instalaciones y equipo en arrendamiento

A partir del año 2000 y con base en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), se dio acceso a productores independientes de generación de energía, los cuales sólo pueden vender la energía que producen a CFE. La Empresa evaluó que 23 de los contratos existentes con productores independientes, tienen características de arrendamiento de la planta generadora de energía de acuerdo con la INIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios y a su vez, dichos arrendamientos califican como arrendamientos financieros de acuerdo con la NIC 17 Arrendamientos, por lo que se registra en una cuenta de activo fijo denominada Productores Independientes, así como el pasivo total que corresponde al valor del bien.

III. Activos arrendados

Los arrendamientos de propiedades, planta y equipo que transfieren al Grupo sustancialmente todos los riesgos y ventajas relacionados con la propiedad son clasificados como arrendamientos financieros. Los activos arrendados se miden inicialmente a un importe igual al menor valor entre el valor razonable y el valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento. Con posterioridad al reconocimiento inicial, los activos se contabilizan de acuerdo con la política contable aplicable al activo correspondiente.
Los activos mantenidos bajo otros arrendamientos se clasifican como arrendamientos operativos y no se reconocen en el estado de situación financiera del Grupo.

IV. Desembolsos posteriores

Los desembolsos posteriores son capitalizados solo cuando aumentan los beneficios económicos futuros incorporados en el activo específico relacionado con dichos desembolsos. Todos los otros desembolsos, incluyendo los desembolsos para generar internamente plusvalías y marcas, son reconocidos en resultados cuando se incurren.

a) Intangible

Los activos intangibles adquiridos de forma separada se reconocen a su costo de adquisición y estimamos la vida útil de cada intangible. En aquellos casos en los que no haya una vida útil definida, los clasificamos como activos intangibles indefinidos.

b) Beneficios a los empleados

Como parte de las prestaciones laborales a nuestros empleados les otorgamos varios beneficios, los cuales para efectos de los estados financieros hemos clasificado como beneficios directos a los empleados y beneficios por pensiones, primas de antigüedad y beneficios por terminación.

<u>Beneficios directos a los empleados.</u>
Se valúan en proporción a los servicios prestados, considerando los sueldos actuales y se reconoce el pasivo conforme se devenga. Incluye principalmente incentivos a la productividad, vacaciones, prima vacacional, bonos y reconocimiento de antigüedad de trabajadores temporales, eventuales y permanentes.

<u>Beneficios a los empleados por pensiones y otros.</u>
La empresa tiene la política de otorgar pensiones al retiro, que cubren a nuestro personal.

La empresa otorga pensiones por beneficios definidos, las cuales se otorgaron a nuestro personal que haya iniciado su relación laboral hasta el 18 de agosto de 2008 y un plan de pensiones de contribución definida para nuestros trabajadores cuya relación laboral haya iniciado del 19 de agosto de 2008 en adelante.

Adicionalmente existen planes de pensiones de contribución definida establecidos por el Gobierno Federal y por los cuales debemos efectuar aportaciones a nombre de los trabajadores. Estos planes de contribución definida se calculan aplicando los porcentajes indicados en las regulaciones correspondientes sobre el monto de sueldos y salarios elegibles, y se depositan en las administradoras para fondos al retiro elegidas por nuestros trabajadores, y al Instituto Mexicano del Seguro Social.

De acuerdo con la Ley Federal del trabajo, tenemos la obligación de cubrir prima de antigüedad, así como de hacer ciertos pagos al personal que deje de prestar sus servicios bajo ciertas circunstancias.

Los costos de pensiones, primas de antigüedad y beneficios por terminación se reconocen con base a cálculos efectuados por actuarios independientes, mediante el método de crédito unitario proyectado, utilizando hipótesis financieras nominales.

Los costos de las pensiones por contribución definida se reconocen en nuestros resultados conforme se incurren.

c) Impuestos a la utilidad

Los impuestos a la utilidad comprenden impuesto corriente y diferido.
El impuesto a la utilidad causado en el año se presenta como pasivo a corto plazo neto de cualquier anticipo efectuado durante el año.
El impuesto a la utilidad diferido se determina utilizando el método de activos y pasivos, con base en las diferencias temporales entre los importes en los estados financieros de nuestros activos y pasivos y sus correspondientes valores fiscales a la fecha del estado de situación financiera consolidado.
En la determinación de los montos de los impuestos diferidos utilizamos las tasas fiscales que estarán vigentes en el ejercicio en el cual estimamos se materializará el activo o se liquiden los pasivos, basado en la legislación fiscal, y aplicando las tasas fiscales que estén aprobadas o cuya a probación este por completarse a la fecha del estado de situación financiera.
El valor neto en libros de los activos por impuestos diferidos los revisamos en cada fecha en que presentamos nuestra información, y lo reducimos en la medida en la cual no sea probable que se obtengan utilidades fiscales futuras suficientes para permitir la materialización de todos o de una parte de los impuestos diferidos activos. Los impuestos diferidos activos que no se hayan reconocido son evaluados en cada fecha en la que presentamos nuestra información financiera, y lo reconocemos en la medida en que será probable que determinemos utilidades fiscales futuras suficientes que permitan su materialización.
Los impuestos diferidos son reconocidos en los resultados a excepción de las partidas relacionadas con Otros Resultados Integrales (ORI).

d) Provisiones y pasivos contingentes

Los pasivos por provisiones se reconocen cuando existe una obligación presente, ya sea legal o asumida y que tuvo su origen en un evento pasado, es probable que se requiera de la salida de recursos económicos para liquidar dicha obligación, y este pueda ser estimado de manera razonable.

En aquellos casos en los que el efecto del valor del dinero por el paso del tiempo es importante, tomando como base los desembolsos que estimamos serán necesarios para liquidar la obligación de que se trate. La tasa de descuento es antes de impuesto y refleja las condiciones de mercado a la fecha de nuestro estado de situación financiera y, en caso, el riesgo especifico del pasivo correspondiente. En este caso el incremento a la provisión se reconoce como un costo financiero.

En el caso de pasivos contingentes solo reconocemos la provisión correspondiente cuando es probable la salida de recursos para su extinción.

e) Reconocimiento de ingresos

A partir del 1 de enero de 2018 la Empresa adoptó NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes", adecuando las políticas de reconocimiento de ingresos de manera retrospectiva basados en las siguientes políticas:

Venta de energía eléctrica - se reconocen en un punto en el tiempo, en el período en que la energía es entregada a los clientes. Aquella energía que al final del período fue entregada pero se encuentra en proceso de facturación, se considera ingreso del ejercicio y su monto se estima con base en la facturación real del bimestre inmediato anterior.

Venta de combustible – se reconocen en un punto en el tiempo, en el período en que los combustibles son entregados a los clientes.
Ingresos por transmisión y distribución – se reconocen a través del tiempo, conforme se presta el servicio público de transmisión de energía eléctrica.

Ingresos por aportaciones de terceros - las contribuciones que se reciben de los clientes para proveer conexión a la red nacional de transmisión o distribución, se reconocen como ingreso en el estado de resultados integrales en un punto en el tiempo, una vez que CFE ha concluido la conexión del cliente a la red, pudiendo el cliente elegir entre la Entidad u otra empresa para que le suministre energía eléctrica.

Ingresos por subsidios – corresponden a subsidios recibidos de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, éstos se reconocen en un punto en el tiempo, cuando los mismos se reciben por la Entidad.

Hasta la entrada en vigor de la NIIF15, los ingresos por venta de energía eléctrica se reconocían en su totalidad, incluyendo los ingresos de las zonas conflicto.

Considerando lo anterior, el saldo del pasivo por ingreso diferido registrado como Aportaciones de terceros dentro de la cuenta de Otros Pasivos a Largo Plazo al 31 de diciembre de 2016, por un monto de 33,701,253.0, ha sido reconocido en el estado de resultados integrales del ejercicio 2017.

- **Petróleos Mexicanos**

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:

- Bases de consolidación

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

- 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.

- 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.

- 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.

- Inversiones contabilizadas bajo el método de participación

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

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

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

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

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

- Transacciones eliminadas en la consolidación

Los saldos y transacciones intercompañías y cualquier ingreso o gasto no realizado que surja de transacciones intercompañías 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.

❖ Moneda extranjera

- 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).

- 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.

- ❖ Instrumentos financieros
  - 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.

- 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.

Activo Financiero a:	Medición
Costo Amortizado	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 (Soló 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:

i. 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;

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

iii. 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;

iv. 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

v. 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:

i. Eventos contingentes que cambiarían el importe o la oportunidad de los flujos de efectivo;

ii. Términos que podrían ajustar la tasa del cupón, incluyendo las características de tasa variable;

iii. Características de pago anticipado y prórroga; y

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

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

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

Activo Financiero a:	Medición
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.

...continúa

Activo Financiero a:	Medición
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.

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.

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.

- 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.

- 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.

- 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 registrado 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.

- 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:

i. Los activos financieros medidos al costo amortizado;

ii. Las inversiones en instrumentos de deuda medidas al valor razonable con cambios en otro resultado integral; y

iii. Los activos de contratos

iv. 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:

v. Instrumentos de deuda que se determina que tienen un riesgo crediticio bajo a la fecha de presentación; y

vi. 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.

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 período inferior si el instrumento tiene una vida de menos de doce meses). El período máximo considerado al estimar las PCE es el período contractual máximo durante el que PEMEX está expuesto al riesgo de crédito.

Medición de las PCE

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

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

Activos financieros con deterioro crediticio

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

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

i. Dificultades financieras significativas del emisor o del prestatario;

ii. Una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora de más de 90 días;

iii. La reestructuración de un préstamo o adelantos por parte de PEMEX en términos que este no consideraría de otra manera;

iv. Es probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o

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

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

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

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

- ❖ 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.

- ❖ Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo
  - Reconocimiento y medición

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

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

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

- 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.

- 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.

❖ 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.

- 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.

- 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 a continuación:

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.

- ❖ 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.

- 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.

- 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.

- 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.

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.

- Provisiones

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

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

Pasivos ambientales

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

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

Retiro de activos

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

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

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

- ❖ Beneficios a empleados
  - 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.

  - Plan de contribución definida

Las obligaciones por aportaciones a planes de contribución definida se reconocen en resultados en la medida que los servicios relacionados son prestados por los empleados. Las contribuciones pagadas por anticipado son reconocidas como un activo en la medida en que el pago por anticipado dé lugar a una reducción en los pagos a efectuar o a un reembolso en efectivo.

- Plan de beneficios definidos

La obligación neta de PEMEX relacionada con planes de beneficios definidos se calcula de forma separada para cada plan estimando el importe del beneficio futuro que los empleados han ganado en el período actual y en períodos anteriores, descontando ese importe y deduciendo el valor razonable de los activos del plan.

El cálculo de las obligaciones por los planes de beneficios definidos es efectuado anualmente por un actuario calificado usando el método de crédito unitario proyectado. Cuando el cálculo resulta en un posible activo para PEMEX, el activo reconocido se limita al valor presente de los beneficios económicos disponibles en la forma de reembolsos futuros del plan o reducciones en las futuras aportaciones al mismo. Para calcular el valor presente de los beneficios económicos, se debe considerar cualquier requerimiento de financiamiento mínimo.

Las nuevas mediciones del pasivo por beneficios netos definidos, que incluye las ganancias y pérdidas actuariales, el rendimiento de los activos del plan (excluidos los intereses) y el efecto del techo del activo (si existe, excluido el interés), se reconocen de inmediato en otros resultados integrales. PEMEX determina el gasto (ingreso) neto por intereses por el pasivo (activo) por beneficios definidos neto del período aplicando la tasa de descuento usada para medir la obligación por beneficios definidos al comienzo del período anual al pasivo (activo) por beneficios definidos netos, considerando cualquier cambio en el pasivo (activo) por beneficios definidos netos durante el período como resultado de aportaciones y pagos de beneficios. El gasto neto por intereses y otros gastos relacionados con los planes de beneficios definidos se reconocen en resultados.

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

- 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.

- 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.

❖ 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.

- 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.

- Impuesto diferido

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

  - Las diferencias temporales del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios, y que no afectó ni a la ganancia o pérdida contable o gravable;
  - Las diferencias temporales relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y en negocios conjuntos en la medida que PEMEX pueda controlar el momento de la reversión de las diferencias temporales y probablemente no serán revertidas en el futuro; y
  - Las diferencias temporales gravables que surgen del reconocimiento inicial de la plusvalía.

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

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

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

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

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

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.

- 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.

- 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.

- 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).

- 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.

- 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.

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.

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.

- Cambios contables y reclasificaciones
  - 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”).

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.

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:

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

ii. Venta de productos petrolíferos

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

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

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

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

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

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 órdenes 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.

...continúa

NIIF 15	NIC 18
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 el cuadro siguiente, se muestran los principales impactos en el reconocimiento del ingreso respecto al año anterior.

NIIF 15	NIC 18
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 órdenes 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 órdenes 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.

...continúa

NIIF 15	NIC 18
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.

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 transporte.
Se estima el precio del producto en la fecha de la venta y considerado compensaciones variables como reclamaciones por calidad y volumen, etc.	Se registra la venta con el precio al momento de la venta y entrega del producto y posteriormente se reconoce una disminución del ingreso en el momento que se conocían las reclamaciones por calidad y volumen.
Solo hay una obligación de desempeño por lo que el precio no se distribuye.	La venta de producto, fletes y otros servicios, tenían sus propios precios.

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.

- 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.

- 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.

- 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.

- 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 reemitirá 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:

(Pesos)

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 a costo amortizado. Se reconoció un aumento de 24,957 pesos 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.

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 pesos.

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 períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018.

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

- ❖ 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:

Pesos

Al 31 de diciembre de 2017			
Rubro	**Cifra reportada anteriormente**	**Reclasificación**	**Cifra reclasificada**
Cuentas por cobrar, neto(i)	170,645,234	(2,522,206)	168,123,028
Documentos por cobrar, neto(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

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

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

- Posición en Moneda Extranjera

Al 31 de diciembre de 2018 los estados financieros consolidados de Pemex incluyen activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera como se muestran a continuación:

Divisa	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)**

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2018 Pemex tiene instrumentos de protección contra riesgos cambiarios

❖ Reporte Analítico del Activo

	Plantas	Equipo de Perforación	Ductos	Pozos	Edificios	Plataformas Marinas	Mobiliario y equipo	Equipo de transporte	Obras en construcción (1)	Terrenos	Activos improduc-tivos	Otros activos fijos	Total
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	19,442,845	207,414,148	44,571,618	-	491,506	3,268,797,613
Adquisiciones	10,018,030	418,283	7,054,793	14,937,882	802,300	7,811,374	1,183,679	284,445	51,410,469	58,563	-	-	93,979,818
Reclasificaciones	3,146,955	-	(53,349)	-	98,245	(10,199,213)	(96,899)	(75,674)	(812,943)	(560)	-	4,072,464	(3,920,974)
Capitalizaciones	43,033,864	-	21,357,074	36,564,811	1,265,246	8,677,765	30,879	3,746,395	(114,700,828)	29,248	-	(4,454)	-
(Deterioro) Reversa	(48,020,616)	-	2,226,771	(83,236,991)	-	(15,564,190)	-	-	(6,849,534)	-	-	-	(151,444,560)
Bajas	(10,598,983)	(244,283)	(8,862,541)	(19,340,709)	(208,353)	-	(806,694)	(226,375)	(6,724,930)	(112,170)	-	(4,440,864)	(51,565,902)
Saldos al 31 de diciembre de 2017	756,025,360	23,443,116	481,868,176	1,267,747,910	64,700,471	313,429,941	51,057,652	23,171,636	129,736,382	44,546,699	-	118,652	3,155,845,995
Adquisiciones	13,362,218	1,059,027	852,308	38,829,246	329,969	4,958,299	473,812	117,632	54,407,962	434,698	(106)	-	114,825,065
Reclasificaciones	1,400,531	45,268	(1,603,022)	-	37,343	(4,039,499)	3,015,144	101,424	32,280	(6,620)	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**

	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 1 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

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 pesos, 3,060,963 pesos y 3,667,752 pesos, 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 pesos, 156,704,513 pesos y 150,439,491 pesos, respectivamente, las cuales incluyen 983,438 pesos, 850,015 pesos y 1,698,312 pesos, 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 pesos y 68,797,600 pesos 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 pesos y 16,440,645 pesos, respectivamente (ver nota 16) y así como la transferencia de 4,652,314 pesos 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 pesos y (151,444,560) pesos, 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:

EPS/Compañía Subsidiaria	(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 pesos, 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 pesos al cierre de 2017 a 25,271,404 pesos 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 pesos al cierre de 2017 a 25,226,769 pesos 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 pesos a 6,880,967 pesos 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:

Pesos

	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) pesos, 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) pesos, 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 pesos 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 pesos. 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

pesos. Dichos efectos fueron contrarrestados por (iii) un deterioro neto de 63,252,635 pesos, destacando los proyectos de Aguas Someras 2 por 58,318,030 pesos 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:

	31 de diciembre de 2018
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.

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 pesos 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 pesos.

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 pesos.

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

	31 de diciembre de 2018
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 pesos al 31 de diciembre de 2017 a 19.6829 pesos al 31 de diciembre de 2018, (iii) una disminución en la tasa de descuento en las unidades generadoras de efectivo de la línea de refinados y gas de 0.1%, petroquímicos de 8.1%, y (iv) un aumento en los gastos de mantenimiento capitalizables en la línea de refinados y petroquímicos así como una disminución en la línea Gas.

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

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

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

	Refinación	Gas	Petroquímicos
Precio promedio del crudo	53.98 usd	N.A.	N.A.
Volumen procesado	680 mbd	2,717 mmpcd de gas húmedo	Variable debido a que los insumos de carga son diversos
Tipo de cambio	$19.6829 mxp/usd	$19.6829 mxp/usd	$19.6829 mxp/usd
Vida útil de las UGE's	Promedio 14 años	Promedio 8 años	Promedio 7 años
Tasa de descuento	11.52% anual	10.22% anual	8. 92% anual
Periodo*	2019-2034	2019-2027	2019-2026

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

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:

	31 de diciembre de 2018
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:

Pesos

EPS/Compañía Subsidiaria	(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) pesos 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 pesos a un tipo de cambio de 19.7867 pesos 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:

	31 de diciembre de 2017
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) pesos.

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

Pesos

	31 de diciembre de 2017
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)**

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 pesos al 31 de diciembre de 2016 a 19.7867 pesos 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	9.712% 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 el cuadro siguiente.

Pesos

	31 de diciembre de 2017
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) pesos, 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 pesos. La tasa de descuento utilizada fue de 9.71%.

Por el periodo terminado al 31 de diciembre de 2017 se incluyen (1,935,500) pesos, 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)
Total	**7,076,316**	**9,446,108**

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:

	Pesos		US$
Año:			
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
Subtotal	**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 pesos y 500,654 pesos, 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:

❖ 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.

- 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.
- Área Contractual 32 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.
- Área Contractual 33 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.
- Área Contractual 35 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.
- 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.

❖ 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.
- 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.

Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2018	Producción compartida												
	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
Ventas netas	10,374,061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,268,482	644,768	421,591
Costo de lo vendido	4,204,499	57,197	67,481	12,485	10,332	60,624	8,072	5,871	8,337	20,142	305,733	306,110	97,643
Rendimiento (pérdida) bruto	6,169,562	(57,197)	(67,481)	(12,485)	(10,332)	(60,624)	(8,072)	(5,871)	(8,337)	(20,142)	962,749	338,658	323,948
Otros ingresos (gastos) neto	157,876	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de administración	129,451	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) de operación	6,197,987	(57,197)	(67,481)	(12,485)	(10,332)	(60,624)	(8,072)	(5,871)	(8,337)	(20,142)	962,749	338,658	323,948
Impuestos, derechos y otros	3,980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento (pérdida) neto	**6,194,007**	**(57,197)**	**(67,481)**	**(12,485)**	**(10,332)**	**(60,624)**	**(8,072)**	**(5,871)**	**(8,337)**	**(20,142)**	**962,749**	**338,658**	**323,948**
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	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**

	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**

	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
Costo de ventas	5,447,955	5,953	4,845	-	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**

- Fideicomisos, Mandatos y Análogos
  - Comisión Federal de Electricidad
    - Ámbito de actuación.
      - CFE participa actualmente con el carácter de Fideicomitente o Fideicomisario en 10 (diez) Fideicomisos, de los cuales 1 (uno) se encuentra en proceso de extinción.
      - De conformidad a su objeto y características operativas pueden tipificarse en los siguientes grupos:

        a. Ahorro de energía
        b. Gastos previos
        c. Administración de contratos de obra
        d. Fideicomisos de participación indirecta

    - Ahorro de energía

Los constituidos para la ejecución de programas de promoción y fomento al ahorro de energía.

Fideicomiso	Participación de CFE		
	Fideicomitente	Fiduciario	Fideicomisario
Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE), constituido el 14 de agosto de 1990	Constitución: Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN), Cámara Nacional de la Industria de Transformación (CANACINTRA), Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas (CANAME), Cámara Nacional de la Industria de la Construcción (CNIC), Cámara Nacional de Empresas de Consultoría (CNEC) y Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República (SUTERM)	Nacional Financiera, S.N.C.	**a.** Los consumidores de energía eléctrica que resulten beneficiarios de los servicios que imparta el Fideicomiso. **b.** CFE solo por los materiales que hubieren de formar parte de la infraestructura del servicio público de energía eléctrica.
Fideicomiso Aislamiento Térmico de la Vivienda Mexicali (FIPATERM), constituido el 19 de octubre de 1990	CFE	Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.	CFE

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 el Fideicomiso para el Aislamiento Térmico de la Vivienda (FIPATERM) tiene activos por 1,532,366.0, 1,487,051.0, 1,395,711.0 y pasivos por 56,188.0, 70,634.0, 34,044.0, respectivamente.

- Gastos previos

Los constituidos para el financiamiento y la cobertura de gastos previos a la ejecución de proyectos, posteriormente recuperables con cargo a quien los realice para ajustarse a la normatividad aplicable al tipo de proyecto que se trate.

Fideicomiso	Participación de CFE			
	Fideicomitente		Fiduciario	Tipo de proyectos
Administración de gastos previos CPTT, constituido el 11 de agosto de 2003	CFE	CFE	Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.	Inversión directa
Administración y tras-lado de dominio 2030, constituido el 30 de Septiembre de 2000	CFE	**En primer lugar:** Los adjudicatarios de los contratos. **En segundo lugar**: CFE	Banobras, S.N.C.	Inversión condicionada

Al 31 de Diciembre de 2018, 2017 y 2016 el Fideicomiso de Administración de Gastos Previos tiene activos por 3,533,406.0, 3,763,171.0 y 4,656,953.0 y pasivos por 3,104,881.0, 3,356,828.0 y 4,321,908.0 respectivamente.

El Fideicomiso de Administración y Traslado de Dominio 2030 tiene activos por 439,084.0

- Administración de contratos de obra

A partir de la década de los 90, el Gobierno Federal instrumentó diversos esquemas de tipo extra-presupuestal con el propósito de continuar con la inversión en proyectos de infraestructura. Los esquemas fueron diseñados bajo dos modalidades:

- Proyectos Llave en Mano (1990)
- Proyectos Construir, Arrendar y Transferir (CAT) (1996)

Proyectos Llave en Mano.- Bajo este esquema se llevaron a cabo obras de plantas para la generación de energía eléctrica y de líneas de transmisión, a través de un contrato de fideicomiso irrevocable de administración y traslado de dominio, ligado con un contrato de arrendamiento. En esta modalidad la fiduciaria realiza las siguientes funciones:

Contratación de créditos, administración del patrimonio del fideicomiso (activos), recepción de las rentas de parte de CFE y transferir de manera gratuita el activo a CFE una vez cubiertas dichas rentas en cantidad suficiente para pagar los créditos contratados.

La CFE participa en el pago de las rentas al fiduciario con base en los créditos contratados por el fideicomiso, instruyendo al fiduciario para el pago a contratistas, recibiendo a cambio facturas aprobadas por el área de construcción, pago de impuestos y otros cargos, incluidos los honorarios fiduciarios.

Estos fideicomisos de administración y traslado de dominio se llevaron a cabo con apego a los "Lineamientos para la realización de proyectos termoeléctricos con recursos extra-presupuestales", así como los "Lineamientos para la realización de proyectos de líneas de transmisión y subestaciones con recursos extra-presupuestales" emitidos por la Secretaría de la Función Pública (antes Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo).

El Fideicomiso que se muestra a continuación ha concluido con su compromiso de pago, por lo que se encuentra en proceso de extinción a cargo de la oficina del Abogado General.

Fideicomiso	Participación de CFE		
	Fideicomitente	Fiduciario	Fideicomisario
Topolobampo II (Electrolyser, S. A. de C. V.), constituido el 14 de noviembre de 1991	Bufete Industrial Construcciones, S. A. de C. V. y Electrolyser, S. A. de C. V., respecto de su aportación al Fideicomiso.	**En primer lugar:** Electrolyser, S. A. de C. V., respecto de su aportación y **En segundo lugar:** CFE	Santander, S. A.

Proyectos Construir, Arrendar y Transferir (CAT).- En el año de 1996 inició la etapa de transición para llevar a cabo los fideicomisos denominados CAT, en los cuales el fiduciario administra el patrimonio (activos) y lo transfiere a CFE una vez cubiertas las rentas. Los créditos son contratados directamente con un Consorcio que es una sociedad de propósito específico, existiendo para estos efectos un contrato de fideicomiso irrevocable de administración y traslado de dominio.

La CFE en este tipo de fideicomisos participa en la realización del pago de rentas con base en las tablas de amortización trimestrales presentadas por los consorcios en sus ofertas. La mayoría de estas tablas incluyen cuarenta pagos trimestrales.

El único proyecto bajo esta modalidad que se encuentra vigente es el relacionado con la CT Samalayuca II:

Fideicomiso	Participación de CFE		
	Fideicomitente	Fiduciario	Fideicomisario
C.T. Samalayuca II, constituido el 2 de mayo de 1996	Compañía Samalayuca II, S. A. de C. V.	**En primer lugar:** El banco extranjero representante común de los acreedores; **En segundo lugar:** Compañía Samalayuca II, S. A. de C. V. **En tercer lugar:** CFE	Banco Nacional de México, S. A.

Al 31 de Diciembre de 2018, CFE tiene activos fijos por 21,706,678.0 y pasivos por 144,871.0 correspondiente a los CAT de los fideicomisos antes mencionados.

Terminal de Carbón de CT Presidente Plutarco Elías Calles:

Fideicomiso	Participación de CFE		
	Fideicomitente	Fiduciario	Fideicomisario
Terminal de Carbón CT Presidente Plutarco Elías Calles (Petacalco), constituido el 22 de noviembre de 1996	Techint, S. A., Grupo Mexicano de Desarrollo, S. A. de C. V. y TechintCompagnia Técnica Internazionale S.P.A.	**En primer lugar:** Carbonser, S.A. de C.V **En segundo lugar:** CFE	Banco Nacional de México, S. A. (Banamex)

En 1996 se celebró un contrato de fideicomiso irrevocable de administración, garantía y traslado de dominio número 968001, el cual entre sus fines estableció que el fiduciario celebrará con CFE el contrato de prestación de servicios.

Con la entrada en vigor del contrato de prestación de servicios de manejo de carbón, entre CFE y Banco Nacional de México, S.A. (Banamex) como fiduciaria del Fideicomiso Petacalco, integrado por las empresas Techint Compagnia Técnica Internazionale S.P.A., Grupo Mexicano de Desarrollo, S. A. de C. V. y Techint, S. A., suscrito el 22 de noviembre de 1996, conforme a lo establecido en la cláusula 8.1, la Comisión paga al prestador los importes de las facturas relacionadas con el cargo fijo por capacidad.

Instalación	Registro contable de cargo fijo por capacidad de Ene-Dic 2018
Carbón Petacalco	130,571.0

- Fideicomisos de participación indirecta

Adicionalmente mantiene relación indirecta por no ser Fideicomitente, pero con participación en calidad de acreditado, con cuatro Fideicomisos de garantía y pago de financiamiento, constituidos por Instituciones Financieras como Fideicomitente y Fideicomisarios para la emisión de valores vinculados a créditos otorgados a CFE. La propia CFE está nominada como Fideicomisaria en segundo lugar, por la eventualidad específica de que adquiera algunos de los certificados emitidos, y mantiene representación en sus Comités Técnicos de conformidad con las disposiciones contractuales (ver Nota 11).

CFE está obligada a cubrir al Fideicomiso en los términos del "Contrato de indemnización" que forma parte del contrato de Fideicomiso, los gastos en que éstos incurran por la emisión de valores y su administración.

Fideicomiso	Participación de CFE		
	Fideicomitente	Fiduciario	Fideicomisario
Fideicomiso N° 232246, constituido el 3 de noviembre de 2006	Banco Nacional de México, S. A., Integrante del Grupo Financiero Banamex.	**En primer lugar:** Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. **En segundo lugar:** CFE.	HSBC México, S. A., Grupo Financiero HSBC
Fideicomiso N° 411, constituido el 6 de agosto de 2009	Banco Nacional de México, S. A., Integrante del Grupo Financiero Banamex.	**En primer lugar:** Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. **En segundo lugar:** CFE.	Banamex

Referente al Fideicomiso N° 194, constituido el 3 de mayo de 2004 por ING (México), S.A. de C.V. Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero y Deutsche Securities S.A. de C.V. Casa de Bolsa, Fideicomitentes en primero y segundo lugar respectivamente, con la participación de CFE como Fideicomisario en Segundo Lugar, con fecha 10 de enero de 2018, las partes, CFE como Fideicomisario en Segundo Lugar y Acciones y Valores Banamex, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Integrante del Grupo Financiero Banamex, como fiduciario sustituto de Bank of America, S.A., Institución de Banca Múltiple, fiduciario sustituto de The Royal Bank of Scotland Mexico, S.A., Institución de Banca Múltiple, antes ABN Amro Bank (México), S.A., Institución de Banca Múltiple, fiduciario sustituto de Bank of America Mexico, S.A., Institución de Banca Múltiple, causahabiente universal de Bankboston, S.A., Institución de Banca Múltiple y Banco Monex, S.A., Institución de Banca Múltiple, Monex Grupo Financiero en su carácter de agente bajo el Contrato de Administración, (como cesionario de ING Bank (México), S.A., Institución de Banca Múltiple, ING Grupo Financiero

(actualmente Corporación General de Servicios Especializados, S.A., en Liquidación), celebraron un Convenio de Terminación y Extinción Total del Fideicomiso toda vez que se amortizaron en su totalidad los Certificados Bursátiles Preferentes emitidos y haberse cumplido el fin para el que fue constituido. En el Convenio de Terminación y Extinción mencionado, se instruyó al Fiduciario transmitir al Fideicomisario en Segundo Lugar el remanente del efectivo del Patrimonio del Fideicomiso, así como la titularidad de los derechos de crédito que hubiere en el Fondo Común y, en su caso, cualquier otro remanente del Patrimonio del Fideicomiso, lo que ocurrió con fecha 4 de octubre de 2018.

Al 31 de diciembre de 2018, existen fondos por disponer en el Fideicomiso No. 232246 por 8,821.0.

- Naturaleza jurídica.

.1 De conformidad con la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, ninguno de los fideicomisos se consideran como Fideicomisos Públicos con la calidad de "Entidad", en virtud de:

a. En 6 de ellos, CFE no tiene el carácter de Fideicomitente en su constitución.

b. Los 4 restantes no cuentan con estructura orgánica análoga a la de las entidades paraestatales que los conforman como "entidades" en los términos de la Ley.

.2 La SHCP ha mantenido en registro para efectos de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, únicamente para el caso de 4 (cuatro) de ellos, por la asignación de recursos federales, o la aportación del usufructo de terrenos propiedad de CFE donde se construirán las obras.

Registro de Fideicomisos ante SHCP		
No.	Fideicomisos	Registro
1	Fideicomiso Aislamiento Térmico de la Vivienda Mexicali, FIPATERM	700018TOQ058
2	Fideicomiso de Gastos Previos	200318TOQ01345
3	Fideicomiso de Admón. y Traslado de Dominio 2030	200318TOQ01050
4	Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE)	700018TOQ149

- Petróleos Mexicanos informa lo siguiente:

Al 31 de diciembre se cuenta únicamente con el fideicomiso denominado Fondo Laboral Pemex (FOLAPE). Al 31 de diciembre de 2017 existían dos fideicomisos, el FOLAPE y Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (FICOLAVI), administrados por BBVA BANCOMER, S.A. y tienen un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la Fiduciaria.

El promedio ponderado de los activos de los beneficios al retiro, por primas de antigüedad, pensiones y otros beneficios, es como sigue:

Tipo de Inversión	Beneficios por retiro	
	2018	2017
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,976,124	135,757
Activos Financieros disponibles para la venta	-	1,034,178
Instrumentos de deuda	2,224,336	7,315,757
Suman los activos del plan	**7,200,460**	**8,485,692**

❖ Eventos Posteriores al Cierre

- La Comisión Federal de Electricidad informa lo siguiente:

La Secretaria de Energía emitió el acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 11 de enero de 2016.

A partir de la publicación del presente Acuerdo en el Diario Oficial de la Federación, la CFE tendrá 60 días naturales para presentar a la Secretaría de Energía su propuesta de reasignación de activos y contratos de generación en las EPS y EF que considere que contribuyen de mejor manera a la eficiencia.

Una vez publicado en el Diario Oficial de la Federación la asignación de activos y contratos para la generación, el CENACE realizará en los siguientes 30 días naturales la reasignación de activos registrados en el Sistema de Información del Mercado de acuerdo a la nueva estructura.

Durante un periodo de dos años contados a partir de la emisión de la asignación de activos y contratos para la generación a que se refiere el Transitorio anterior, la transmisión de los bienes, derechos y obligaciones necesarios para la reorganización a que se refiere el presente acuerdo, no requerirá formalizarse en escritura pública, por lo que los acuerdos del Consejo de Administración harán las veces de título de propiedad o traslativo de dominio, para todos los efectos jurídicos a que haya lugar, incluida la inscripción en los registros públicos que corresponda

- Petróleos Mexicanos informa lo siguiente:

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 pesos, 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 pesos 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.

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 pesos 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 pesos.

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.

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.