

PEMEX (CONSOLIDADO)
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

I. NOTAS DE DESGLOSE (PESOS)

NOTAS AL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

- ACTIVO

Efectivo y Equivalentes

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Bancos/Tesorería	41,974,734,813	55,871,127,034
Inversiones Temporales (Hasta 3 meses)	39,936,536,364	41,979,489,356
Otros Efectivos y Equivalentes	1,137,938	1,137,938
Total de Efectivo y Equivalentes	81,912,409,115	97,851,754,328

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

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Cuentas por Cobrar a Corto Plazo	149,948,704,046	127,617,210,703
Deudores Diversos por Cobrar a Corto Plazo	46,285,347,475	28,585,657,241
Otros Derechos a Recibir Efectivo o Equivalentes a Corto Plazo	41,535,934,624	76,383,587,057
Total de Derechos a Recibir Efectivo y Equivalentes y Bienes o Servicios a Recibir	237,769,986,145	232,586,455,001

CUENTA PÚBLICA 2018

Bienes disponibles para su Transformación o Consumo (inventarios)

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Inventario de Mercancías Terminadas	59,067,958,987	37,376,161,461
Inventario de Mercancías en Proceso de Elaboración	923,647,419	556,390,820
Bienes en Tránsito	16,750,616,630	20,766,627,526
Total de Inventarios	76,742,223,036	58,699,179,807

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.

Inversiones Financieras

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Títulos y Valores a Largo Plazo	16,841,545,314	16,707,364,040
Total de Inversiones Financieras	16,841,545,314	16,707,364,040

Bienes Muebles, Inmuebles e Intangibles

CUENTA PÚBLICA 2018

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Terrenos	79,078,867,165	44,551,815,399
Edificios no Habitacionales	3,021,126,279,760	75,645,402,747
Infraestructura	130,189,704,604	2,889,851,091,605
Construcciones en Proceso en Bienes Propios	3,272,223,882,327	130,211,076,097
Bienes inmuebles		3,140,259,385,848
	44,079,225,345	
Mobiliario y Equipo de Administración	1,640,504,484	44,682,498,867
Equipo e Instrumental Médico y de Laboratorio	12,522,997,497	1,592,389,683
Equipo de Transporte	1,776,502,060	23,470,269,722
Maquinaria, Otros Equipos y Herramientas	60,019,229,386	1,603,991,201
Bienes muebles		71,349,149,473
Depreciación Acumulada de Bienes Inmuebles	(46,731,270,516)	(44,931,615,008)
Depreciación Acumulada de Infraestructura	(1,836,339,047,056)	(1,686,148,803,022)
Depreciación Acumulada de Bienes Muebles	(45,247,898,337)	(42,933,723,423)
Depreciación de bienes inmuebles y muebles	(1,928,318,215,909)	(1,774,014,141,453)
Software	8,806,833,835	7,743,971,707
Otros activos intangibles	9,779,238,356	9,103,979,623
Amortización Acumulada de Activos Intangibles	(4,865,532,648)	(2,169,311,131)
Total de activos Intangibles	13,720,539,543	14,678,640,199
Total de Bienes Inmuebles y Muebles	1,417,645,435,347	1,453,329,952,099

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.

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

Petróleos Mexicanos (Consolidado) no tiene pertenencia sobre bienes muebles e inmuebles ya que estos le pertenecen a cada una de las entidades subsidiarias.

Las tasas de depreciación anual utilizadas por Pemex son las siguientes:

	%	Años
Plantas	3 a 5	20 a 35
Equipo de perforación	5	20
Ductos	2 a 7	15 a 45
Edificios	3 a 7	33 a 35
Plataformas marinas	4	25
Mobiliario y equipo	3 a 10	3 a 10
Equipo de transporte	4 a 20	5 a 25

Estimaciones y Deterioros

Provisiones

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

Pasivos ambientales

CUENTA PÚBLICA 2018

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.

Otros Activos

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Valores en Garantía (Circulante)	183,900,595	70,826,764

CUENTA PÚBLICA 2018

Activos no corrientes y/o grupo de activos para su disposición, mantenidos para la venta	1,499,078,207	-
Total de Otros Activos	1,682,978,802	70,826,764

- PASIVO

Pasivo

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Servicios Personales por Pagar a Corto Plazo	3,584,722,819	2,777,504,304
Proveedores por Pagar a Corto Plazo	36,881,660,075	30,843,909,157
Contratistas por Obras Públicas por Pagar a Corto Plazo	112,961,052,182	109,111,468,842
Retenciones y Contribuciones por Pagar a Corto Plazo	25,173,544,245	35,859,515,615
Otras Cuentas por Pagar a Corto Plazo	21,297,119,499	20,387,922,375
Cuentas por Pagar a Corto Plazo	199,898,098,820	198,980,320,293
Provisiones a Corto Plazo	46,434,978,917	42,681,499,291
Depósitos en garantía recibidos	-	46,418,093
Instrumentos financieros derivados (Acreedor)	15,931,070,993	17,745,979,322
Otros Pasivos a Corto Plazo	15,931,070,993	17,792,397,415
Otros Pasivos Diferidos a Largo Plazo	14,040,696,984	18,448,164,510
Pasivos Diferidos a Largo Plazo	14,040,696,984	18,448,164,510
Provisión para Pensiones a Largo Plazo	14,040,696,984	1,258,436,122,393
Otras Provisiones a Largo Plazo	1,080,542,045,903	87,677,422,653
Provisiones a Largo Plazo	101,753,255,713	1,346,113,545,046
Total de pasivo(*)	1,458,600,147,330	1,624,015,926,555

(*) No se incluye la información de la deuda pública, ya que ésta se presenta en el informe de deuda pública en la nota 11 "Información sobre la Deuda y el reporte Analítico de la Deuda" de las notas de Gestión Administrativa.

NOTAS AL ESTADO DE ACTIVIDADES

Ingresos de Gestión

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Ventas netas:		
En el país	980,559,537,512	877,360,038,496
De exportación	691,886,610,387	508,539,112,165
Ingresos por servicio	8,673,002,464	11,130,569,438
Total de Ingresos de Operación de Entidades Paraestatales Empresariales y no Financieras	1,681,119,150,363	1,397,029,720,099
Ingresos Financieros	31,557,122,420	16,165,852,904
Otros Ingresos y Beneficios Varios (*)	2,854,028,853,365	5,871,459,721,002
Otros Ingresos y Beneficios	2,885,585,975,785	5,887,625,573,906
Total de Ingresos Y Otros Beneficios	4,566,705,126,148	7,284,655,294,005

(*) El total de Otros ingreso y beneficios varios se integra como sigue:

Diferencias por Tipo de Cambio a Favor en Efectivo y Equivalentes	2,746,701,818,809	5,768,489,048,541
Utilidades por Participación Patrimonial	1,200,941,875	1,690,218,562
Otros Ingresos y Beneficios Varios	106,126,092,681	101,280,453,899
Total de Otros Ingresos y Beneficios Varios	2,854,028,853,365	5,871,459,721,002

Gastos y Otras pérdidas

CUENTA PÚBLICA 2018

	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Pérdida por Tipo de Cambio	2,723,042,338,915	5,745,304,926,527
Otros Gastos Varios	629,424,315,250	486,077,482,064
Total de Otros Gastos	3,352,466,654,165	6,231,382,408,591

La utilidad por tipo de cambio que se generó en 2018 se debe principalmente a una apreciación del peso frente al dólar en 2018 en relación con 2017, al pasar de 19.7867 al 31 de diciembre de 2017 a 19.6829 al 31 de diciembre de 2018. La utilidad por tipo de cambio que se generó en 2017 se debe principalmente a una apreciación del peso frente al dólar en 2017 en relación con 2016, al pasar de 20.6640 al 31 de diciembre de 2016 a 19.7867 al 31 de diciembre de 2017.

NOTAS AL ESTADO DE VARIACIÓN EN LA HACIENDA PÚBLICA

Modificaciones al patrimonio contribuido. (Miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 no existieron modificaciones al patrimonio contribuido.

Recursos que modifican al patrimonio generado.

Los recursos que modificaron al patrimonio generado en ejercicios anteriores son:

Concepto	31 de diciembre de 2018
Resultados ejercicios anteriores	(1,737,026,303,294)
Reservas	57,765,671,294
Suma	(1,679,260,632,000)

El monto de recursos que modificaron al patrimonio generado en el ejercicio actual fue:

Resultados del ejercicio (Ahorro/Desahorro)	(180,419,837,451)
--	--------------------------

NOTAS AL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

Efectivo y Equivalentes

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Bancos/Tesorería	41,974,734,813	55,871,127,034
Inversiones Temporales (Hasta 3 meses)	39,936,536,364	41,979,489,356
Otros Efectivos y Equivalentes	1,137,938	1,137,938
Total de Efectivo y Equivalentes	81,912,409,115	97,851,754,328

Adquisiciones de bienes muebles e inmuebles

Concepto	2018	2017
Plantas	13,362,218,000	10,018,030,000
Equipo de perforación	1,059,027,000	418,283,000
Ductos	852,308,000	7,054,793,000
Pozos	38,829,246,000	14,937,882,000
Edificios	329,969,000	802,300,000
Plataformas marinas	4,958,299,000	7,811,374,000
Equipo y mobiliario	473,812,000	1,183,679,000
Equipo de transporte	117,632,000	284,445,000
Obras en construcción	54,407,962,000	51,410,469,000
Terrenos	434,698,000	58,563,000
Activos fijos improductivos	(106,000)	-

CUENTA PÚBLICA 2018

Total de adquisiciones	114,825,065,000	93,979,818,000
-------------------------------	------------------------	-----------------------

Conciliación de flujos de efectivo netos de las actividades de operación y cuenta de ahorro/desahorro.

	2018	2017
(Pérdida) neta	(180,419,837,000)	(280,850,619,000)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Depreciación y amortización	153,382,040,000	156,704,513,000
Amortización de intangibles	2,643,326,000	-
(Reversa) deterioro de propiedades maquinaria y equipo	(21,418,997,000)	151,444,560,000
Pozos no exitosos	15,443,086,000	6,164,624,000
Gastos de Exploración	(2,171,218,000)	(1,447,761,000)
Pérdida de propiedades maquinaria y equipo	16,885,264,000	17,063,671,000
Bajas de activos financieros disponibles para la venta	-	2,808,360,000
Pérdida por venta de activos financieros disponibles para la venta	-	3,523,748,000
Disminución en activos financieros disponibles para la venta	-	1,360,205,000
Pérdida (utilidad) por venta de compañías	(701,171,000)	(3,139,103,000)
Efecto de compañías asociadas subsidiarias no consolidadas, neto	(1,527,012,000)	(360,440,000)
Dividendos	-	(180,675,000)
Actualización valor presente provisión de taponamiento	(6,953,200,000)	7,774,000,000
Intereses a cargo	120,727,022,000	117,644,548,000
Intereses a favor	(9,520,962,000)	-
(Utilidad) pérdida en cambios no realizada	(19,762,208,000)	(16,685,439,000)
Impuestos y derechos a la utilidad	446,612,429,000	375,258,833,000
Impuestos pagados	(443,785,240,000)	(372,240,560,000)
Instrumentos financieros con fines de negociación	5,880,442,000	(38,377,961,000)
Cuentas por cobrar a clientes	(286,509,000)	(27,124,228,000)
Cuentas por cobrar a largo plazo	-	114,693,000
Activos intangibles	-	(5,166,184,000)
Inventarios	(18,163,638,000)	(17,966,870,000)
Otros activos	(530,711,000)	(1,972,532,000)
Cuentas y gastos acumulados por pagar	1,706,268,000	4,544,794,000
Proveedores	9,887,334,000	(11,694,162,000)
Reserva para créditos diversos	(5,950,348,000)	(7,266,629,000)
Reserva para beneficios a los empleados	53,604,884,000	50,065,396,000

CUENTA PÚBLICA 2018

	2018	2017
Otros impuestos y derechos	26,205,546,000	(46,601,312,000)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	141,786,590,000	63,397,470,000

II. CONCILIACIÓN CONTABLE PRESUPUESTAL

Conciliación entre los Ingresos Presupuestarios y Contables

1. Ingresos Presupuestarios	462,726,733,787
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	(158,208,886,482)
Productos de capital	-

CUENTA PÚBLICA 2018

Aprovechamientos capital	1,745,729	
Ingresos derivados de financiamientos	72,979,033,647	
Otros Ingresos presupuestarios no contables	(231,189,665,858)	
4. Ingresos Contables (4 = 1 + 2 - 3)		4,566,705,126,148

Conciliación entre los Egresos Presupuestarios y los Gastos Contables

1. Total de egresos (presupuestarios)		498,614,496,555
2. Menos egresos presupuestarios no contables		368,035,492,278
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	-	
Maquinaria, otros equipos y herramientas	858,045,157	
Activos biológicos	-	
Bienes inmuebles	-	
Activos intangibles	-	
Obra pública en bienes propios	171,953,332,253	
Acciones y participaciones de capital	-	
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	-	
Amortización de la deuda pública	161,143,491,914	
Adeudos de ejercicios fiscales anteriores (ADEFAS)	47,649,955,634	
Otros Egresos Presupuestales No Contables	(16,082,483,271)	

CUENTA PÚBLICA 2018

3. Más gastos contables no presupuestales		4,616,545,959,32
Estimaciones, depreciaciones, deterioros, obsolescencia y amortizaciones	152,842,271,838	
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	-	
Otros Gastos	998,319,662,588	
Otros Gastos Contables No Presupuestales	2,842,002,442,045	
4. Total de Gasto Contable (4 = 1 - 2 + 3)		4,747,124,963,599

Otros ingresos y beneficios varios	2018
Otros ingresos varios	27,867,144,011
Ventas en el país	903,801,840,820
Impuestos diferidos	8,527,799,185
Método de Participación	111,095,565
Productos financieros	97,543,102,005
Otros ingresos varios	27,867,144,011
	1,037,850,981,586

Otros ingresos contables no presupuestarios	2018
Otras cuentas contables varias	(22,108,136,075)
Productos financieros	3,524,049,911
Utilidad cambiaria	2,917,774,334,909
Impuestos diferidos	23,977,395,526
Provisiones	8,973,922,931
Ingresos por participación en Compañías	11,818,173,422
Ingresos por servicios	(37,196,208,729)

CUENTA PÚBLICA 2018

2,906,763,531,895

Otros ingresos presupuestarios no contables	2018
Impuestos	404,668,490,177
Ingresos diversos	4,937,759,704
Mercancía para reventa	(5,192,576,466)
Servicios	18,643,786,826
Importación	(637,529,562,867)
Variación cambiaria	6,843,624,877
Operaciones ajenas	(5,156,664,078)
Intereses	(8,286,605,146)
Otros	(10,117,918,885)
	(231,189,665,858)

Otros egresos presupuestarios no contables	2018
Operaciones ajenas	(59,576,350,453)
Servicios generales	38,486,168,355
Materiales y suministros	1,400,653,663
Pensiones y jubilaciones	16,976,943,448
Servicios personales	20,300,088
Importación	(113,698,974,383)
Otros egresos	(162,686,366,034)
Operación	29,132,064,463
Compras	216,785,716,497
Otros egresos	18,754,124,570
Impuestos	(80,243,255,487)
Intereses	90,641,360,160

CUENTA PÚBLICA 2018

Adquisición de materiales	(12,501,525,028)
Siniestros	426,656,870
	(16,082,483,271)

Otros gastos	2018
Perdidas por participación	610,451,643
Otros gastos	(63,508,140,972)
Intereses a cargo	150,258,320,954
Pérdida Cambiaria	395,304,065
Beneficios al retiro	33,698,050,873
Gastos de administración	48,686,550,813
Servicios	50,109,693,632
Impuestos	556,401,023,376
Mano de obra	28,637,376,749
Reparación y conservación	35,542,069,163
Depreciación	62,402,677,905
Gastos de operación	36,401,889,510
Provisiones	13,036,523
Compras	58,671,358,354
	998,319,662,588

Otros gastos contables no presupuestarios	2018
Mercancía para reventa	4,004,688,301
Consumo de materiales	9,686,683,407
Otros	(1,352,357,797)
Pérdida cambiaria	2,671,453,809,306
Método de participación	151,803,289,916
Seguros y fianzas	1,127,312,303
Impuestos diferidos	5,279,016,609
	2,842,002,442,045

III. NOTAS DE MEMORIA

Cuentas de Orden Contables (Pesos)

Concepto	2018
Aj x Inflac Acum ISR	125,529,860,832
Aj x Inflac Dedu ISR	7,207,518
Util Fiscal Neta Ej	7,689,418,118
Util Fiscal Vta AF	203,488,361
Cta Util Fiscal Neta	14,085,927,885
Cufin Ej Anteriores	4,518,197,422
Pérd Fiscal x Amorti	84,315,212,820
Cta Cap Aport CUCA	965,315,182,879
Cta Cap Aport Ej Ant	93,877,597,283
AjusFisEstPrecTrans	50,000,000,000
ContFideiTaponPozos	478,865,360
Acum ISR Aj x Inflac	(125,529,862,200)
Deduc Aj Inflac ISR	(7,206,150)
Del Ej Util Fis Neta	(7,689,418,118)
Vta A F Util Fiscal	(203,488,361)
Util Fiscal Cta Neta	(14,085,927,885)
De Ejerc Ante Cufin	(4,518,197,422)
INVERSIONES DEDUCCIO	(423,839,175,975)
Por Amort Pérd Fisca	(84,315,212,820)
Cap Aport Cta CUCA	(965,315,182,879)
De Ej Ant Cap Ap Cta	(93,877,597,283)
AjusFisEstPrecTrans	(50,000,000,000)
TaponPozosContFidei	(478,865,360)
DEDUCCION FISCAL DE	423,839,175,975
Fondos Espec Admon	(33,802,860,905,820)
Admin Fondos Especia	33,802,860,905,820
Deriv Financ Instrum	(914,202,436,400)
Instrum Financ Deriv	914,202,436,400

CUENTA PÚBLICA 2018

Concepto	2018
Proveed Intraor PGPB	(12,370,871,050)
Com y Cos Intra PGPB	12,370,871,050
Ingr Intraorg PGPB	(65,646,141,112)
Clie Intraorg PGPB	65,646,141,112
Costos Variab Análís	(9,365,832,165)
Análisis Costos Vari	9,365,832,165
Costo Fijo Análisis	(18,615,609,091)
Análisis costo fijo	18,615,609,091
Gasto Análisis	(19,521,854,701)
Análisis del gasto	19,521,854,701
Obras O Bienes Cont	(33,736,100,153)
Custodia de Fianzas	(1,350,572,123,964)
Cr Sipafive Bco Ote	(291,698,987)
Cont Obras o Bienes	33,736,100,153
Cr Sifivi Trabajador	(140,401,409)
Pliegos Obs Respon	(43,044,355)
Resp Pliegos Preve	(94,433,318)
Pas Adic Efec Patri	(310,862,000)
Folape Fondo Pas lab	(7,185,117,258)
Cont Jui en Proceso	(9,062,247,636)
Cr Sipafive Empleado	428,972,352
Cred Ficolavi Banco	(35,535,505)
Ficolavi Cr Trab	1,700,084
Fisc deduc Ac Inv	(11,707,689,032)
Credito Sipafive BBV	(63,035,731)
Res Fon Pasivo labo	(40,590,068)
Sifivi Cred Trab	140,401,409
Resp Pliegos Obs	43,044,355
Pliegos Preventivos	94,433,318
Efecto Patr Pas Adic	310,862,000
Fdo Pas lab P Folape	7,185,117,258
Juicios Proc Conting	9,062,247,636
Sipafive Emp Credito	(365,936,620)
Ficolavi Cred Banco	35,535,505
Cr Ficolavi Trabajad	(1,700,084)
Ded Fis Act Inversio	11,707,689,032
Fianzas en Custodia	1,350,572,123,964
Sipafive Cr Bco Ori	291,698,987

CUENTA PÚBLICA 2018

Concepto	2018
Fdo Pas Lab Ficolavi	40,590,068
Pidiregas Compromiso	(280,530,453,152)
Cont. PIDIREGAS PEP	(5,681,150,059)
Pidiregas Compromiso	(274,849,303,093)
Admon Obras Bienes	(62,484,949,948)
Admon Obras Bienes	(62,484,949,948)
Comprom. Pidiregas	280,530,453,152
Comprom. Pidiregas	274,849,303,093
Com PIDI Pozos Cons	5,681,150,059
Obras o bienes Admon	62,484,949,948
Obras o bienes Admon	62,484,949,948

Cuentas de Orden Presupuestarias

El área contable no cuenta con información presupuestaria relativa a cuentas de orden.

IV. NOTAS DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA (Miles de pesos)

INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente documento es la revelación del contexto y de los aspectos económicos-financieros más relevantes que influyeron en las decisiones del año, y que fueron considerados en la elaboración de los estados financieros para la mayor comprensión de los mismos y sus particularidades.

De esta manera, se informa y explica la información financiera de cada período de gestión; además, de exponer aquellas políticas que podrían afectar la toma de decisiones en períodos posteriores.

PANORAMA ECONÓMICO Y FINANCIERO

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX reconoció pérdidas netas por \$180,419,837 y \$280,850,619, respectivamente, originadas, principalmente, por la elevada carga tributaria aplicable a PEMEX. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se tiene un

patrimonio negativo de \$ 1,459,405,432 y \$ 1,502,352,385, respectivamente; derivado principalmente de las pérdidas netas obtenidas en los ejercicios recientes; y se tiene un capital de trabajo negativo de \$ 54,666,333 y \$ 25,600,895 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

El precio promedio de la mezcla Mexicana de exportación se incrementó un 31.8% al pasar de USD 47.26 al 31 de diciembre de 2017 a USD 62.29 al 31 de diciembre de 2018.

AUTORIZACIÓN PARA LA EMISIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

Con fecha 23 de abril de 2018, fueron autorizados para su emisión estos estados financieros consolidados y sus notas, por los siguientes funcionarios: Ing. Octavio Romero Oropeza, Director General, Lic. Alberto Velazquez García, Director Corporativo de Finanzas, C.P. Manuel Salvador Cruz Flores, Subdirector de Contabilidad y Fiscal y el C.P. Oscar René Orozco Piliado, Gerente de Contabilidad Central.

ORGANIZACIÓN Y OBJETO SOCIAL

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

El 20 de diciembre de 2013 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, el cual entró en vigor al día siguiente de su publicación, mismo que incluye los artículos transitorios que establecen el marco legal que debe implementarse en materia energética.

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

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

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

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

El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en su sesión celebrada el 18 de noviembre de 2014, aprobó la Reorganización Corporativa, propuesta por el Director General de Petróleos Mexicanos. De conformidad con dicha reorganización, las cuatro Entidades Subsidiarias existentes se transformaron en dos empresas productivas subsidiarias, y asumieron los derechos y obligaciones de dichas Entidades Subsidiarias existentes. Pemex-Exploración y Producción se transformó en la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción, y PR, PGPB y PPQ se transformaron en la empresa productiva subsidiaria Pemex Transformación Industrial.

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

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó los acuerdos de creación de cada una de las empresas productivas subsidiarias.

El 28 de abril de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, los acuerdos de creación de las siete empresas productivas subsidiarias.

El 29 de mayo de 2015 se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las declaratorias de entrada en vigor tanto del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción como del acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Cogeneración y Servicios que emitió el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, por lo que los acuerdos referidos entraron en vigor el 1 de junio de 2015.

El 29 de diciembre de 2015 y el 12 de mayo de 2016, se publicaron, en el Diario Oficial de la Federación, las adecuaciones al Acuerdo de Creación de Pemex Exploración y Producción, mismas que entraron en vigor en la fecha de respectiva publicación.

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

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

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

El 13 de julio de 2018, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos emitió la Declaratoria de Liquidación y Extinción de Pemex Cogeneración y Servicios, misma que fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de julio de 2018. Pemex Transformación Industrial

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

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

- Pemex Exploración y Producción: La exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país, así como en el extranjero.
- Pemex Transformación Industrial: Las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- Pemex Perforación y Servicios: Proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos.
- Pemex Logística: Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados, a PEMEX (según dicho término se define más adelante) y terceros, mediante estrategias de movimiento por ducto y por medios marítimos y terrestres; así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.
- Pemex Fertilizantes: La producción, distribución y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados.
- Pemex Etileno: La producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno, por cuenta propia o de terceros.

La principal diferencia entre las Entidades Subsidiarias y las Compañías Subsidiarias es que las Entidades Subsidiarias son empresas productivas del Estado, mientras que las Compañías Subsidiarias son empresas filiales que han sido creadas conforme a las leyes aplicables de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas.

Las "Compañías Subsidiarias" se definen como aquellas empresas que son controladas, directa o indirectamente, por Petróleos Mexicanos (ver Nota 3 A).

Las "compañías asociadas" son las entidades en las que Petróleos Mexicanos tiene influencia significativa pero no tiene control o control efectivo sobre sus políticas y operaciones financieras (ver Nota 3 A).

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

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

BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

CUENTA PÚBLICA 2018

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

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

Partida	Base de Medición
Instrumentos financieros	Costo amortizado y valor razonable
Beneficios a empleados (plan de beneficios definidos)	Valor razonable de los activos del plan menos valor presente de la obligación.
Pozos, ductos, propiedades, plantas y equipo	Algunos componentes a valor de uso

POLÍTICAS DE CONTABILIDAD SIGNIFICATIVAS

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

A continuación se describen las políticas contables significativas:

A. Bases de consolidación-

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

i. Subsidiarias

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

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

ii. Participaciones no controladoras

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

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

iii. Pérdida de control

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

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

iv. Inversiones contabilizadas bajo el método de participación

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

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

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

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

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

v. Transacciones eliminadas en la consolidación

Los saldos y transacciones 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.

B. Moneda extranjera-

i. Transacciones en moneda extranjera

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

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

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

ii. Operaciones en el extranjero

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

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

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

C. Instrumentos financieros-

i. Reconocimiento y medición inicial

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

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

ii. Clasificación y medición posterior

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

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

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

Activo Financiero a:	Medición
Costo Amortizado	<p>Un activo financiero deberá medirse al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCR:</p> <ul style="list-style-type: none"> – el activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros para obtener flujos de efectivo contractuales; y – las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente (Soló Pago de Principal e Intereses, o SPPI por sus siglas).

Inversión en Deuda	<p>Una inversión en deuda deberá medirse al VRCORI si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a VRCR:</p> <ul style="list-style-type: none">– el activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto obteniendo los flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y– las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente (SPPI).
Inversión de Patrimonio	<p>En el reconocimiento inicial de una inversión de patrimonio que no es mantenida para negociación, PEMEX puede realizar una elección irrevocable en el momento del reconocimiento inicial de presentar los cambios posteriores en el valor razonable en otro resultado integral. Esta elección se hace individualmente para cada inversión.</p>

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Al hacer esta evaluación, PEMEX toma en cuenta:

- eventos contingentes que cambiarían el importe o la oportunidad de los flujos de efectivo;
- términos que podrían ajustar la tasa del cupón, incluyendo las características de tasa variable;
- características de pago anticipado y prórroga; y
- términos que limitan el derecho de PEMEX a los flujos de efectivo procedentes de activos específicos (por ejemplo, características de sin “sin recursos”).

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.

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 incurrieran. Estos instrumentos financieros se reconocieron a valor razonable y los cambios correspondientes, considerando cualquier ingreso por dividendo, fueron reconocidos en los estados consolidados del resultado integral.

Activos financieros disponibles para la venta

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

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

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

Préstamos y partidas por cobrar

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

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

Instrumentos financieros derivados

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

Derivados implícitos

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

Pasivos financieros: Clasificación, medición posterior y ganancias y pérdidas

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

iii. Baja en cuentas

Activos financieros

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

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

Pasivos financieros

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

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

iv. Compensación

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

v. Instrumentos financieros derivados y contabilidad de coberturas

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

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

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

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

Instrumentos financieros y activos del contrato

PEMEX reconoce estimaciones de pérdidas crediticias esperadas ("PCE") por:

- los activos financieros medidos al costo amortizado;
- las inversiones en instrumentos de deuda medidas al valor razonable con cambios en otro resultado integral; y
- los activos de contratos

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

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

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

Al determinar si el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial y al estimar las PCE, PEMEX considera la información razonable y sustentable que sea relevante y esté disponible sin costos o esfuerzo indebidos. Esta incluye

información cuantitativa y cualitativa y análisis, basados en la experiencia histórica de PEMEX y una evaluación de crédito informada e incluyendo información prospectiva.

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

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

PEMEX considera que un instrumento financiero tiene un riesgo crediticio bajo cuando su calificación de riesgo crediticio es equivalente a la definición globalmente entendida de “grado de inversión”. La clasificación de grado de inversión se da a partir de calificaciones crediticias mínimas de Baa3 (Moody's) y BBB- (S&P y Fitch), así como su equivalente en otras agencias calificadoras.

Las PCE durante el tiempo de vida, son las pérdidas crediticias que resultan de todos los posibles sucesos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero, sobre eventos pasados, condiciones actuales y pronósticos de condiciones económicas futuras.

Las PCE de doce meses son la parte de las PCE durante el tiempo de vida del activo que proceden de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de los estados financieros (o un período inferior si el instrumento tiene una vida de menos de doce meses). El período máximo considerado al estimar las PCE es el período contractual máximo durante el que PEMEX está expuesto al riesgo de crédito.

Medición de las PCE

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

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

Activos financieros con deterioro crediticio

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

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

- dificultades financieras significativas del emisor o del prestatario;
- una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora de más de 90 días;
- la reestructuración de un préstamo o adelantos por parte de PEMEX en términos que este no consideraría de otra manera;

- es probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- la desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras.

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

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

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

Castigos

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

Deterioro - Política aplicable antes del 1 de enero de 2018

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

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

Deterioro de activos financieros a costo amortizado

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

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

Deterioro de activos financieros clasificados como disponibles para la venta

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

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

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

D. Inventarios y costo de lo vendido-

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

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

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

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

i. Reconocimiento y medición

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ii. Desembolsos posteriores

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

iii. Depreciación

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

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

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

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

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

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

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

i. Activos intangibles

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

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

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

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

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

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

G. Reserva de hidrocarburos-

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

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

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

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

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

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

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

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

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

I. Arrendamientos-

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

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

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

J. Activos mantenidos para la venta-

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

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

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

K. Provisiones-

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

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

Pasivos ambientales

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

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

Retiro de activos

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

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

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

L. Beneficios a empleados-

i. Beneficios a empleados a corto plazo

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

ii. Plan de contribución definida

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

iii. Plan de beneficios definidos

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

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

Las nuevas mediciones del pasivo por beneficios netos definidos, que incluye las ganancias y pérdidas actuariales, el rendimiento de los activos del plan (excluidos los intereses) y el efecto del techo del activo (si existe, excluido el interés), se reconocen de inmediato en otros resultados integrales. PEMEX determina el gasto (ingreso) neto por intereses por el pasivo (activo) por beneficios definidos neto del período aplicando la

tasa de descuento usada para medir la obligación por beneficios definidos al comienzo del período anual al pasivo (activo) por beneficios definidos netos, considerando cualquier cambio en el pasivo (activo) por beneficios definidos netos durante el período como resultado de aportaciones y pagos de beneficios. El gasto neto por intereses y otros gastos relacionados con los planes de beneficios definidos se reconocen en resultados.

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

iv. Otros beneficios a los empleados a largo plazo

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

v. Beneficios por terminación

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

M. Impuesto a la utilidad, derechos y regalías-

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

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

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.

N. Contingencias-

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

O. Valor razonable-

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

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

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

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

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

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

P. Ingresos de contratos con clientes-

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

Q. Segmentos operativos-

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

R. Presentación del estado consolidado del resultado integral-

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

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

A. Cambios contables

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

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:

a. Naturaleza de los ingresos de productos y servicios

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

i. Ventas de petróleo crudo

Naturaleza, obligaciones de desempeño y reconocimiento de ingresos

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

Determinación y asignación del precio de transacción

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

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

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

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

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

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:

CUENTA PÚBLICA 2018

NIIF 15	NIC 18
<p>Solo hay una obligación de desempeño que incluye servicios de transporte y manejo hasta el punto de entrega.</p> <p>Los ingresos se miden inicialmente estimando la compensación variable como reclamaciones de calidad y volumen, etc.</p>	<p>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.</p> <p>Se reconoció una disminución en los ingresos en el momento en que se conocían las reclamaciones de calidad y volumen u otras compensaciones variables</p>

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
<p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>

CUENTA PÚBLICA 2018

NIIF 15	NIC 18
Se estima el precio de la transacción considerando los precios establecidos en las ordenes de servicio a la fecha de la venta y se estiman compensaciones variables como penalidades por incumplimiento en entrega, reclamaciones de calidad.	Se reconocía un ingreso por la venta de servicios y posteriormente se reconocía una disminución del ingreso en el momento que se conocían las reclamaciones por calidad o entrega.
Cuando hay una obligación de desempeño no se distribuye el precio, pero en el caso de que se considere que existe más de una obligación de desempeño, se asignará el precio de la transacción conforme al precio por servicio establecido en la orden de servicio.	El precio se determina conforme la orden de servicio como obligación de desempeño.
Se reconoce el ingreso a través del tiempo en cuando se preste el servicio.	Se reconocía el ingreso de forma mensual en línea recta, se hubiera o no concluido el servicio.

v. Servicios de logística

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

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

CUENTA PÚBLICA 2018

NIIF 15	NIC 18
<p>En el caso del contrato con CENAGAS, los servicios de operación y mantenimiento por un periodo de un año se consideran una obligación de desempeño, cualquier mantenimiento adicional se considerará una obligación de desempeño separada.</p> <p>En el resto de los contratos con terceros, en los casos donde dentro de una misma orden de servicio se tengan servicios de transportación y almacenamiento, pueden existir más de una obligación de desempeño, dependiendo del término del servicio.</p> <p>Se estima el precio final considerado:</p> <ul style="list-style-type: none"> -En el caso con CENAGAS, se considera el precio de la transacción con base en los precios establecidos en el contrato y en las ordenes de servicio de cada mantenimiento adicional. -Para el resto de los contratos, se considera el precio de la transacción con base en los precios establecidos en las ordenes de servicio. -En todos los casos, se estiman compensaciones variables como penalidades por incumplimiento en entrega, reclamaciones de calidad y volumen, etc. <p>Cuando hay una obligación de desempeño no se distribuye el precio, pero en el caso de que se considere que existe más de una obligación de desempeño, se asignará el precio de la transacción conforme al precio por servicio establecido en la orden de servicio.</p> <p>Se reconoce el ingreso a través del tiempo en cuando se preste el servicio.</p>	<p>Todos los servicios se reconocían como una sola obligación de desempeño.</p> <p>Se registraba la venta del servicio al precio de la fecha de venta sin importar el contrato y se reconocía una disminución del ingreso en el momento que se conocían las reclamaciones por calidad y volumen.</p> <p>El precio se determina conforme la orden de servicio como obligación de desempeño.</p> <p>Se reconoce el ingreso de forma mensual en línea recta, se haya o no concluido el servicio.</p>

vi. Otros productos:

CUENTA PÚBLICA 2018

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

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

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

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.

i. Clasificación de activos financieros y pasivos financieros

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

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

ii. Deterioro del valor de activos financieros

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

iii. Contabilidad de coberturas

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

iv. Transición

PEMEX ha definido como la fecha de adopción inicial de la Norma NIIF 9 el 1 de enero de 2018, en la fecha de la aplicación inicial y según la disposición transitoria conforme a esta Norma, PEMEX no 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:

CUENTA PÚBLICA 2018

Activos Financieros	Clasificación NIC 39	Clasificación NIIF 9	Valor en libros NIC 39	Valor en libros NIIF 9
Efectivo y equivalente de efectivo	Préstamos y partidas por cobrar	VRRCR	\$ 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	VRRCR	VRRCR	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 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.

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

CUENTA PÚBLICA 2018

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

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

- I. existe una contraprestación que se denomina o cuyo precio se fija en moneda extranjera;
- II. la entidad reconoce un activo por un pago anticipado o un pasivo por ingresos diferidos con respecto a esa contraprestación, antes del reconocimiento del activo, gasto o ingreso relacionado (o de la parte de ellos que corresponda); y
- III. el activo por pagos anticipados o pasivo por ingresos diferidos son no monetarios.

El CINIIF concluyó que:

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

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

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

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

B. Reclasificaciones

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

Al 31 de diciembre de 2017			
Rubro	Cifra reportada anteriormente	Reclasificación	Cifra reclasificada

CUENTA PÚBLICA 2018

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
--------	---------	---------	--------------------------	----------------	--------------------------------

CUENTA PÚBLICA 2018

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 (I)	Terrenos	Activos improductivos	Otros activos fijos	Total
Inversiones													
Saldos al 1 de enero de 2017	758,446,110	23,269,116	460,145,428	1,318,822,917	62,743,033	322,704,205	50,746,687	19,442,845	207,414,148	44,571,618	-	491,506	3,268,797,613

CUENTA PÚBLICA 2018

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 (Deterioro) Reversa	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)	-
Bajas	(10,598,983)	(244,283)	(8,862,541)	(19,340,709)	(208,353)	(15,564,190)	-	-	(6,849,534)	-	-	-	(151,444,560)
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

CUENTA PÚBLICA 2018

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, \$3,060,963 y \$3,667,752, respectivamente.
- b. La depreciación de los activos y la amortización de pozos por los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, registradas en los costos y gastos de operación ascendieron a \$153,382,040, \$156,704,513 y \$150,439,491, respectivamente, las cuales incluyen \$983,438, \$850,015 y \$1,698,312, respectivamente de costos de abandono y taponamiento.
- c. Por lo que se refiere a la reserva para abandono de pozos (taponamiento) por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, asciende a \$84,050,900 y \$68,797,600 y se presenta en la provisión de gastos de taponamiento de pozos (ver nota 21).
- d. Las adquisiciones de activos fijos incluyen traspasos en 2018 y 2017 de la cuenta de pozos no asignados a una reserva por \$6,726,769 y \$16,440,645, respectivamente (ver nota 16) y así como la transferencia de \$4,652,314 de activos no financieros mantenidos para la venta en 2017.
- e. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, PEMEX reconoció una reversa de deterioro y un deterioro neto por \$21,418,997 y \$(151,444,560), respectivamente. El deterioro, neto, y/o reversa neta de deterioro se presenta en un rubro por separado en el estado consolidado del resultado integral.

Estos montos se integran como se explica a continuación:

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

CUENTA PÚBLICA 2018

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

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

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

Unidades generadoras de efectivo de Pemex Fertilizantes

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

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

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

Unidad generadora de efectivo PMI NASA

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

Unidad generadora de efectivo de Pemex Exploración y Producción

Al 31 de diciembre de 2018, Exploración y Producción reconoció una recuperación neta de deterioro por \$65,013,616 debido principalmente a: (i) un anticipo en los perfiles de producción en el proyecto Cantarell por un replanteamiento de metas físicas correspondientes al periodo de 2024 a 2029 originando un efecto de recuperación neta por \$98,673,388. Este replanteamiento de las metas físicas planeadas en el cuarto trimestre del ejercicio 2018 fueron proyectadas con una tasa de descuento del 7.03% y una tasa de impuesto del 30 % (mercado observable) sobre la utilidad operativa en un límite económico de 25 años. Las tasas antes referidas permitieron un mayor importe recuperable en el flujo de efectivo con respecto al flujo de efectivo realizado el 31 de diciembre de 2017, debido a que este último aplicó una tasa de descuento del 14.40% que incluye el costo de financiamiento y la piramidación de los impuestos y derechos observables en empresas similares, incluido el Derecho por la Utilidad Compartida- DUC; y ii) derivado de la aplicación en el cuarto trimestre de la tasa de descuento e impuesto (mercado observable), se generó un beneficio neto en la mayoría de los proyectos con respecto al ejercicio anterior destacando el Proyecto Aceite Terciario del Golfo por \$29,592,863. Dichos efectos fueron contrarrestados por (iii) un deterioro neto de \$63,252,635, destacando los proyectos de Aguas Someras 2 por \$58,318,030 focalizados en los siguientes proyectos: "Crudo Ligero Marino" motivado por mayor contenido de agua y sal en sus reservas de hidrocarburos, "Yaxche" generado por afectación operativa en sus yacimientos relacionados directamente a la producción, y finalmente "Tsimin Xux y Chuc" por la declinación natural que genera la producción en las reservas de hidrocarburos 1P, principalmente.

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

CUENTA PÚBLICA 2018

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.

CUENTA PÚBLICA 2018

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

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

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

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

Unidades Generadoras de efectivo que integran Pemex Transformación Industrial

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

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

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

Las unidades generadoras de efectivo en Pemex Transformación Industrial son los centros procesadores que se agrupan de acuerdo con sus tipos de procesos en refinerías, complejos procesadores de gas y centros petroquímicos, estos centros producen distintos tipos de productos

CUENTA PÚBLICA 2018

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
--	-------------------------

CUENTA PÚBLICA 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:

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) debido principalmente a (i) diferimiento de la inversión de desarrollo en los primeros 5 años del horizonte económico en las reservas probadas, lo que ocasionó una disminución en la producción y en consecuencia en los ingresos, así como la recategorización de parte de la reserva probada a probable, esto fue consecuencia de los ajustes del presupuesto en la inversión estratégica. Los proyectos que reportaron principalmente estos efectos fueron: Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermúdez, Tzimin Xux; mientras que en los Proyectos Burgos y Lakach, (ii) los flujos de efectivo no fueron suficientes para cubrir el valor de la inversión como resultado de la depreciación del dólar frente al peso en un 4.3% al pasar de un tipo de cambio al 31 de diciembre de 2016 de \$ 20.6640 a un tipo de cambio de \$ 19.7867 al 31 de diciembre de 2017, dichos flujos son determinados en dólares y posteriormente son convertidos a pesos utilizando el tipo de cambio a la fecha de reporte. Adicionalmente los siguientes factores contribuyeron al reconocimiento del deterioro (iii) un incremento en la tasa de descuento de 0.3%; (iv) una disminución en

CUENTA PÚBLICA 2018

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).

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

	31 de diciembre de 2017
--	-------------------------

CUENTA PÚBLICA 2018

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 al 31 de diciembre de 2016 a \$ 19.7867 al 31 de diciembre de 2017.

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

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

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

	Refinación	Gas	Petroquímicos
Precio promedio del crudo	51.30 usd	N.A.	N.A.

CUENTA PÚBLICA 2018

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.

	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), 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 amoníaco.

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

CUENTA PÚBLICA 2018

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

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

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

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

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

CUENTA PÚBLICA 2018

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 y \$500,654, respectivamente.

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

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

Los CEE al 31 de diciembre de 2018 son:

a. Contratos de producción compartida-

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

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

contratista. Pemex Exploración y Producción y DEA tienen una participación de 50% para cada uno. La condición de operador estará a cargo de Pemex Exploración y Producción.

- Contrato para la Exploración y Extracción, correspondiente al Área 8 Cuencas del Sureste, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (operador), EPC Hidrocarburos México, S. A. de C. V. (EPC) y Ecopetrol Global Energy, S. L. U. (obligado solidario). La proporción de participación en la propiedad es del 50% para Pemex Exploración y Producción y 50% para EPC.
- Área Contractual 16 de Tampico Misantla, otorgado al consorcio, DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V. como operador y como socios Pemex Exploración y Producción y CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V. como obligado solidario. La proporción de participación en la propiedad es del 40.00% para DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V., 40% para Pemex Exploración y Producción, y 20.00% CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V.
- Área Contractual 17 de Tampico Misantla, otorgado al consorcio, DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V., como operador y como socios Pemex Exploración y Producción y CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V. como obligado solidario. La proporción de participación en la propiedad es del 40.00% para DEUTSCHE Erdoel México S. de R.L. de C.V., 40% para Pemex Exploración y Producción, y 20.00% CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V.
- Área Contractual 18 de Tampico Misantla, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador) y Compañía CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 80.00% Pemex Exploración y Producción y 20.00% CEPESA E.P. México S. de R.L. de C.V.
- Área Contractual 29 de Cuencas del Sureste, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción.
- Área Contractual 32 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.
- Área Contractual 33 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Pemex Exploración y Producción (operador), y Total E&P México, S.A. de C.V. (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.
- Área Contractual 35 de Cuencas del Sureste, otorgado al consorcio Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. (operador) y Pemex Exploración y Producción (socio). La proporción de participación en la propiedad es del 50.0% para cada uno.
- Área contractual Ek-Balam, otorgado al 100% a Pemex Exploración y Producción %.
- Área contractual Santuario y El Golpe, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Petrofac México, S. A. de C. V. (operador). La proporción de participación en la propiedad es del 64% para Pemex Exploración y Producción y 36% para Petrofac.
- Área contractual Misión, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción como socio y Servicios Múltiples de Burgos, S. A. de C. V. (operador). La proporción de participación en la propiedad es del 51% para Pemex Exploración y Producción y 49% para Servicios Múltiples de Burgos.
- Contrato correspondiente al área contractual Ébano, al consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. (operador) y D&S Petroleum S.A. de C.V., (socio). La proporción de participación en la propiedad, es del 54.99 % para DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., 45% para Pemex Exploración y Producción, y 0.01% D&S Petroleum S.A. de C.V.

b. Contratos de licencia-

La naturaleza de la relación del contrato es la ejecución de actividades petroleras, bajo la modalidad de contratación de licencia, en virtud del cual se otorga al contratista el derecho de explorar y extraer a su exclusivo costo y riesgo los hidrocarburos propiedad de la Nación, quien 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.

CUENTA PÚBLICA 2018

- Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres en el área contractual Ogarrio, conformado por Pemex Exploración y Producción (socio), Deutsche 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CUENTA PÚBLICA 2018

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

Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2018	Contratos de Licencia							
	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
	(58,261)	(41,156)	(52,555)	(9,390)	(186,693)	871,847	661,247	(2,713)
Rendimiento (pérdida) bruto	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-
	(58,261)	(41,156)	(52,555)	(9,390)	(186,693)	871,847	661,247	(2,713)
Rendimiento (pérdida) neto								
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	-	3,362	-	-	-	-
Cuentas por cobrar	14,888	6,151	-	-	23,555	1,820,428	1,300,773	406
	14,888	6,151	-	3,362	23,555	1,820,428	1,300,774	406
Total activo circulante								
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	-	-	-	-	-	2,528,860	2,122,341	26,206
	14,888	6,151	-	3,362	23,555	4,349,288	3,423,115	26,612
Total del activo								
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

CUENTA PÚBLICA 2018

Al / por el año terminado al 31 de diciembre de 2017	Producción compartida			Licencia		Total
	EK / Balam	Bloque 2	Bloque 8	Trion	Bloque 3	
Ingresos:						
Ventas netas	7,009,464	-	-	-	-	7,009,464
Costo de ventas	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 Y MANDATOS ANÁLOGOS

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

INFORMACIÓN SOBRE LA DEUDA Y REPORTE ANALÍTICO DE LA DEUDA

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

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

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

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

- El 12 de febrero de 2018 Petróleos Mexicanos emitió un bono por US\$4,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US\$92,000,000, en dos tramos: (i) US\$2,500,000, con vencimiento en febrero de 2028 a una tasa de 5.35%, y (ii) US\$1,500,000, con vencimiento en febrero de 2048 a una tasa de 6.35%.
- El 12 de febrero de 2018, Petróleos Mexicanos realizó un intercambio de bonos con vencimiento en junio de 2044 a una tasa de 5.500% y en enero de 2046 tasa 5.625% anual, por el nuevo bono de referencia a 30 años con vencimiento en febrero de 2048 a tasa 6.35%. Los bonos con vencimiento en 2044 por US\$952,454, generaron nuevos bonos con vencimiento en febrero de 2048 por US\$881,899, con tasa anual de 6.350%. Los bonos con vencimiento en 2046 por US\$1,021,065, generaron nuevos bonos con vencimiento en febrero de 2048 por US\$946,764 y tasa anual de 6.350%.
- El 5 de marzo de 2018, Petróleos Mexicanos realizó una oferta de compra de bonos, conforme a la cual compró: (i) US\$138,598, con vencimiento en 2019 a tasa de 3.125%; (ii) US\$558,644, a una tasa de 5.500% con vencimiento en 2019; (iii) US\$91,843, a una tasa de 8.000% con vencimiento en 2019; (iv) US\$183,017, a una tasa de 6.000% con vencimiento en 2020; y (v) US\$817,303, a una tasa de 3.500% con vencimiento en 2020.
- El 27 de marzo, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito asegurado por un monto de US\$181,101 con vencimiento en febrero de 2025, a tasa Libor a 6 meses más 0.70% anual, los recursos fueron dispuestos el 13 de abril de 2018.
- El 16 de abril de 2018, la Emisora incrementó el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C de US \$92,000,000 a US\$102,000,000.
- El 24 de mayo de 2018, Petróleos Mexicanos emitió un bono por €3,150,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US\$102,000,000 en cuatro tramos: (i) €600,000, a una tasa de 2.500% con vencimiento el 24 de noviembre de 2022; (ii) €650,000, a una tasa variable con vencimiento el 24 de agosto de 2023; (iii) €650,000 a una tasa de 3.625% con vencimiento el 24 de noviembre de 2025; y (iv) €1,250,000, a una tasa de 4.750% con vencimiento el 26 de febrero de 2029.
- El 4 de junio de 2018, Petróleos Mexicanos emitió F"365,000, a una tasa de 1.750% con vencimiento en diciembre de 2023 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US\$102,000,000.
- El 26 de junio de 2018, AGRO refinanció una línea de crédito por US\$250,000 por una nueva línea de crédito por el mismo monto, a tasa Libor más 300 puntos base sobre una trimestral y con vencimiento el 26 de diciembre de 2025. Esta línea de crédito está garantizada por Petróleos Mexicanos.
- El 23 de agosto de 2018, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito por un monto de US\$200,000, a tasa Libor, con vencimiento en 2023.
- El 23 de octubre de 2018, Petróleos Mexicanos emitió un bono por US\$2,000,000 bajo el Programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C por hasta US\$102,000,000, con vencimiento en 2029 a una tasa de 6.500%.
- El 9 de noviembre de 2018, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito sindicada revolvente por un monto de \$9,000,000 con vencimiento en 2023.
- El 30 de noviembre de 2018 Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito asegurado por Sace de Italia por un monto de US\$250,000 con vencimiento en 2028, el cual pagará una tasa de interés de Libor a 6 meses más 0.80% anual.

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

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

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

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

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

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

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

- El 14 de febrero de 2017, Petróleos Mexicanos colocó en los mercados internacionales de capital un monto de €4,250,000 en tres bonos bajo el programa de Pagarés de Mediano Plazo Serie C: i. €1,750,000 a tasa fija de 2.5% y vencimiento en agosto de 2021, ii. €1,250,000 a tasa fija de 3.75% y vencimiento en febrero de 2024 y iii. €1,250,000 a tasa fija de 4.875% y vencimiento en febrero de 2028.
- El 6 de abril de 2017, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por un monto de US\$132,000 a tasa fija de 5.25% con vencimiento en abril 2024.
- El 15 de mayo de 2017, Petróleos Mexicanos suscribió un contrato de crédito simple por un monto de US\$400,000 a tasa flotante más 165 puntos base con vencimiento en mayo de 2020. Se dispuso en dos tramos de US\$200,000 cada uno (el 24 de mayo y 14 de julio de 2017).
- El 16 de junio de 2017, Petróleos Mexicanos incrementó el programa de emisión de Pagarés a Mediano Plazo Serie C de US\$72,000,000 a US\$92,000,000.
- El 17 de julio de 2017, Petróleos Mexicanos suscribió una línea de crédito sindicada revolviente por un monto de US\$1,950,000 con vencimiento en 2020.

CUENTA PÚBLICA 2018

- El 18 de julio de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una colocación en los mercados internacionales de capital por US\$5,000,000 en dos tramos bajo el programa de Pagarés de Mediano plazo Serie C. El cierre de la emisión se llevó a cabo el 18 de julio de 2017: i) US\$2,500,000 de reapertura del bono a tasa fija de 6.50% y vencimiento en marzo de 2027; ii) US\$2,500,000 de reapertura del bono a tasa fija de 6.75% y vencimiento en septiembre de 2047.
- El 21 de julio de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una oferta pública con la que compró un total de US\$922,485, de sus bonos remanentes al 5.750% con vencimiento en 2018, US\$644,374, de sus bonos remanentes al 3.500% con vencimiento en 2018 y US\$172,591 de sus bonos remanentes al 3.125% con vencimiento en 2019.
- El 16 de noviembre de 2017, Petróleos Mexicanos realizó una emisión por £450,000, a tasa de 3.75% con vencimiento en 2025.
- El 18 de diciembre de 2017, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito bilateral por US\$200,000, a tasa flotante de LIBOR más 165 puntos con vencimiento el 18 de diciembre de 2020.
- El 21 de diciembre de 2017 Petróleos Mexicanos dispuso de US\$300,000, de una línea de crédito bilateral a una tasa flotante LIBOR más 175 puntos con vencimiento el 21 de diciembre de 2022.

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

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

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

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

- No vender, gravar o disponer de ciertos activos esenciales para las operaciones del negocio.
- No contraer pasivos directos o contingentes o cualquier adeudo de índole contractual relacionado con estos activos, sujeto a ciertas excepciones.
- Transferir, vender o asignar derechos de cobro aún no devengados bajo contratos de venta de petróleo o gas natural, cuentas por cobrar u otros instrumentos negociables.

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

CUENTA PÚBLICA 2018

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la deuda documentada se integra se muestra en los cuadros siguientes.

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

CUENTA PÚBLICA 2018

Al 31 de diciembre de 2018				
Divisa	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
En yenes				
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2026	31,171,326	¥ 173,850,117
En pesos				
Certificados bursátiles	TIIE menos 0.06% a 1.35% y tasa fija de 7.19% y 9.1%	Varios hasta 2026	148,090,688	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIE más 0.50% a 4.0%	Varios hasta 2029	32,309,858	
Crédito sindicado	TIIE más 0.95	Varios hasta 2025	28,925,329	
Total en pesos			209,325,875	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	59,727,769	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 1.5% a 8.25%	Varios hasta 2025	48,192,756	
Total del principal en moneda nacional (2)			2,045,835,422	
Más:				
Intereses devengados			33,432,631	
Documentos por pagar a contratistas (3)			3,018,063	
Total principal e intereses de la deuda			2,082,286,116	

CUENTA PÚBLICA 2018

Al 31 de diciembre de 2018				
Divisa	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			154,191,754	
Porción circulante de arrendamiento financiero			2,490,963	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo (3)			1,680,361	
Intereses devengados			33,432,631	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			191,795,709	
Deuda a largo plazo			\$ 1,890,490,407	

Al 31 de diciembre de 2017				
Divisa	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera

CUENTA PÚBLICA 2018

Al 31 de diciembre de 2017						
Divisa	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional		Moneda extranjera	
En dólares estadounidenses						
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.7% a 9.5% y Libor más 0.35% a 3.65%	Varios hasta 2047	\$	1,138,845,231	US\$	57,556,097
Crédito al comprador	Libor más 0.85%	Varios hasta 2018		25,722,710		1,300,000
Financiamiento de proyectos	Tasa fija de 2.35% a 3.81%, Libor más 0.24% a 1.75%	Varios hasta 2025		64,974,389		3,283,741
Crédito directo	Tasa fija de 5.25% a 5.44% y Libor más 1.65%	Varios hasta 2020		43,141,231		2,180,315
Crédito sindicado	Libor más 0.85%	Varios hasta 2020		39,347,774		1,988,597
Préstamos bancarios	Tasa fija de 3.5% a 5.28%	Varios hasta 2023		3,451,629		174,442
Arrendamiento financiero	Tasa fija del 0.38% a 1.99%	Varios hasta 2025		7,621,062		385,161
Financiamiento por venta y posterior arrendamiento (4)	Tasa fija de 0.45% y 0.7%	Varios hasta 2036		32,677,268		1,651,476
Total en dólares estadounidenses				1,355,781,294	US\$	68,519,829
En euros						
Emisión de bonos	Tasa fija de 1.875% a 5.5%	Varios hasta 2030		287,386,195	€	12,097,975
Crédito directo	Tasa fija de 2.1 y 5.11%	Varios hasta 2023		11,879,379		500,081
Total en euros				299,265,574	€	12,598,056
En yenes						
Emisión de bonos	Tasa fija de 0.54% a 3.5% y Libor yenes más 0.75%	Varios hasta 2026		30,541,407	¥	173,827,018

CUENTA PÚBLICA 2018

Al 31 de diciembre de 2017				
Divisa	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
En pesos				
Certificados bursátiles	TIIE menos 0.06% a 1.35% y tasa fija de 7.19% y 9.1%	Varios hasta 2026	149,564,918	
Crédito directo	Tasa fija de 6.55% y TIIE más 0.85% a 1.25%	Varios hasta 2025	28,597,423	
Crédito sindicado	TIIE más 0.95	Varios hasta 2025	33,646,107	
Total en pesos			211,808,448	
En UDI				
Certificados bursátiles	Tasa cero y tasa fija de 3.02% a 5.23%	Varios hasta 2035	57,197,211	
Otras monedas				
Emisión de bonos	Tasa fija 1.5% a 8.25%	Varios hasta 2025	47,148,936	
Total del principal en moneda nacional (2)			2,001,742,870	
Más:				
Intereses devengados			32,078,624	
Documentos por pagar a contratistas (3)			4,053,577	
Total principal e intereses de la deuda			2,037,875,071	
Menos:				
Vencimiento a corto plazo de la deuda			119,855,835	

CUENTA PÚBLICA 2018

Al 31 de diciembre de 2017				
Divisa	Tasa de interés (1)	Vencimiento	Moneda nacional	Moneda extranjera
Porción circulante de arrendamiento financiero			3,101,723	
Documentos por pagar a contratistas, a corto plazo (3)			2,173,285	
Intereses devengados			32,078,624	
Total de la porción circulante de la deuda a largo plazo			157,209,467	
Deuda a largo plazo			\$ 1,880,665,604	

	31 de diciembre de	
	2018 (i)	2017 (i)

CUENTA PÚBLICA 2018

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

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

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

- (1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las tasas de interés eran las que siguen: LIBOR tres meses 2.80763% y 1.69428%, respectivamente; LIBOR seis meses 2.875630% y 1.83707%, respectivamente; TIE a 28 días 8.5897 % y 7.6241%, respectivamente; TIE a 91 días 8.6375% y 7.6556%, respectivamente.
- (2) Los saldos de los financiamientos obtenidos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, de bancos extranjeros fue de \$ 1,746,196,819 y \$1,701,363,406.
- (3) Los documentos por pagar a contratistas se incluyen en el rubro de deuda a corto y largo plazo y se detallan como se muestra en la siguiente hoja.

	31 de diciembre de	
	2018	2017
Total documentos por pagar a contratistas (a) (b)	\$ 3,018,063	\$ 4,053,577
Menos: porción circulante de documentos por pagar a contratistas	1,680,361	2,173,285

CUENTA PÚBLICA 2018

Documentos por pagar a contratistas a largo plazo	\$	1,337,702	\$	1,880,292
--	-----------	------------------	-----------	------------------

- (a) PEMEX tiene celebrados COPF (antes denominados Contratos de Servicios Múltiples) en donde los hidrocarburos y las obras ejecutadas son propiedad de Pemex Exploración y Producción. En los COPF el contratista administra y mantiene la ejecución de las obras a su propio costo, las cuales se clasifican en desarrollo, infraestructura y/o mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo pendiente de pago era de \$1,153,108 y \$ 1,678,843, respectivamente.
- (b) Durante el ejercicio 2007, se adquirió un buque tanque denominado FPSO (Floating Process Storage and Outloading). La inversión en dicho buque tanque es de US\$723,575. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo era de \$1,864,955 (US\$94,751) y \$2,374,734 (US\$120,017), respectivamente. De acuerdo con el contrato, los pagos futuros se estiman como sigue:

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

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

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

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

Años	Pesos	US\$
2019	3,865,651	196,396
2020	3,865,651	196,396
2021	3,865,651	196,396

CUENTA PÚBLICA 2018

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

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

CUENTA PÚBLICA 2018

Divisa	31 de diciembre de	
	2018	2017
Dólar estadounidense	\$ 19.6829	\$ 19.7867
Yen japonés	0.1793	0.1757
Libra esterlina	25.0878	26.7724
Euro	22.5054	23.7549
Franco suizo	19.9762	20.2992
Dólar canadiense	14.4138	15.7858
Dólar australiano	\$ 13.8617	\$ 15.4752

PROCESO DE MEJORA

Control interno

La administración de la Emisora es responsable de establecer y mantener un adecuado sistema de control interno para el reporte financiero. Este sistema está diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la confiabilidad de la información de los estados financieros y la preparación de los estados financieros de propósitos externos acorde a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). El sistema de control interno para el reporte financiero incluye aquellas políticas y procedimientos para:

- Dar certeza de que los registros consideran razonablemente el detalle necesario, son precisos y completos y reflejan las operaciones y movimientos de los activos de PEMEX;
- Otorgar una seguridad razonable de que la totalidad de las operaciones han sido registradas para la preparación de los estados financieros acorde a NIIF y que las erogaciones de PEMEX se hagan únicamente de conformidad con las autorizaciones de la administración y los funcionarios facultados para ello por organismo o entidad de que se trate; y
- Dotar a la administración de una seguridad razonable respecto de la prevención y detección oportuna de cualquier adquisición, uso o disposición de activos no autorizada que pudiera afectar materialmente los estados financieros de PEMEX.

Medidas de desempeño

CUENTA PÚBLICA 2018

Para poder realizar sus funciones, el Comité de Auditoría verifica el cumplimiento de las metas, objetivos, planes y programas de la Emisora, incluyendo los plazos, términos y condiciones de los compromisos que se asuman, así como los indicadores de desempeño; verifica y certifica la razonabilidad y suficiencia de la información contable y financiera, y supervisa los procesos para formular, integrar y difundir la información contable y financiera, así como la ejecución de las auditorías que se realicen.

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2018	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios (1)	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Total de ingresos	879,485,331	1,103,101,757	-	3,612,808	68,380,791	3,003,968	14,457,543	844,550,208	132,655,779	(1,368,129,035)	1,681,119,150
(Pérdida) rendimiento neto	(8,146,689)	(57,048,514)	1,789	217,252	(62,575,557)	(5,329,743)	(4,986,112)	4,778,083	(172,576,873)	125,246,527	(180,419,837)
Total del activo	2,132,551,464	522,008,683	-	26,745,763	115,441,065	6,960,739	26,109,044	166,666,973	2,348,486,917	(3,269,773,380)	2,075,197,268
Total del pasivo	2,588,734,248	684,887,066	-	13,701,865	41,750,914	9,791,235	6,860,065	102,280,146	3,779,469,221	(3,692,872,060)	3,534,602,700
Patrimonio (déficit), neto	(456,182,784)	(162,878,383)	-	13,043,898	73,690,151	(2,830,496)	19,248,979	64,386,827	(1,430,982,304)	423,098,680	(1,459,405,432)

(1) Esta Empresa Subsidiaria se liquidó el 27 de julio de 2018. Excepto por ciertos gastos de liquidación incurridos, todas las operaciones fueron transferidas a Pemex Transformación Industrial. (ver Nota 1).

Al / por el año terminado el 31 de diciembre de 2017	Exploración y Producción	Transformación Industrial	Cogeneración y Servicios	Perforación y Servicios	Logística	Fertilizantes	Etileno	Comercializadoras	Corporativo y otras compañías subsidiarias operativas	Eliminaciones	Total
Total de ingresos	762,609,816	1,017,120,603	448,988	3,442,197	74,512,972	4,768,309	14,214,138	1,047,800,755	87,726,439	(1,607,766,751)	1,404,877,466

CUENTA PÚBLICA 2018

(Pérdida) rendimiento neto	(200,510,414)	(49,544,014)	(85,962)	1,734,490	(8,704,199)	(3,583,865)	(1,387,456)	11,701,351	(339,192,117)	256,218,544	(333,353,642)
Total del activo	2,003,030,221	863,388,282	179,807	26,689,678	183,037,637	9,609,617	23,196,314	186,163,379	2,065,191,663	(3,287,996,759)	2,072,489,839
Total del pasivo	2,564,879,243	1,077,058,077	531,580	13,886,424	55,718,144	6,556,050	,308,890	116,458,046	3,586,678,001	(3,797,943,422)	3,626,131,033
Patrimonio (déficit), neto	(561,849,022)	(213,669,795)	(351,773)	12,803,254	127,319,493	3,053,567	20,887,424	69,705,333	(1,521,486,338)	509,946,663	(1,553,641,194)

EVENTOS POSTERIORES AL CIERRE

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

Al 1 de enero de 2019, el monto pendiente de pago de las líneas de crédito revolventes de PMI HHS era de US\$700,000. Entre el 1 de enero y el 17 de abril de 2019, PMI HHS obtuvo US\$4,725,000 y pagó US\$4,933,000. Al 17 de abril de 2019, el monto pendiente de pago bajo estas líneas de crédito es de US\$42,000.

Al 17 de abril de 2019, el tipo de cambio era de 18.8489 pesos por dólar, que comparado con el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2018 por \$19.6829, refleja una apreciación del peso de 4.24%.

Al 17 de abril de 2019, el precio promedio del petróleo de exportación era de US \$ 63.03 por barril, que comparado con el precio promedio al 31 de diciembre de 2018 por US\$ 44.69, refleja un incremento de 41.04%.

Al 17 de abril de 2019, se han cobrado anticipadamente 5 pagarés por \$28,063,511 emitidos por el Gobierno Federal relacionados con las obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones, este monto forma parte del Programa de Fortalecimiento a PEMEX anunciado el 15 de febrero de 2019.

Fecha de cobro	No. de pagaré	Monto	Vencimiento original
25 de enero de 2019	25	5,550,217	Marzo 2041
25 de enero de 2019	26A	3,836,615	Marzo 2042
20 de febrero de 2019	24	5,912,165	Marzo 2040
20 de marzo de 2019	23	6,232,546	Marzo 2039
17 de abril de 2019	22	6,531,968	Marzo 2038

Capitalización de \$25,000,000 aportados por la Secretaría de Energía durante el primer semestre de 2019. En el acuerdo CA-005/2019 del 31 de enero de 2019 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos tomó conocimiento de la propuesta de aportaciones de la Secretaría de Energía (SENER). Al 22 de abril de 2019, los pagos recibidos derivado de los apoyos otorgados a PEMEX por parte del Gobierno Federal, son los siguientes:

Fecha	Monto
8 de marzo de 2019	10,000,000
11 de abril de 2019	5,000,000

EL 2 de abril de 2019, PEMEX cobró el pagaré No. 3 con vencimiento el 31 de marzo de 2019 por \$3,815,055.

El Consejo de Petróleos Mexicanos, en su sesión celebrada el 26 de marzo de 2019, tomó, entre otros, los siguientes acuerdos:

- Instruyó a las Administraciones de Petróleos Mexicanos, de Pemex Exploración y Producción y de Pemex Transformación Industrial para que a la brevedad presenten a dicho Consejo para su autorización, las propuestas de fusión de Pemex Perforación y Servicios en Pemex Exploración y Producción y de Pemex Etileno en Pemex Transformación Industrial.
- Presentar, para autorización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, las adecuaciones a los Acuerdos de Creación de Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, así como las declaratorias de extinción de Pemex Perforación y Servicios y Pemex Etileno.
- Autorizó las modificaciones a las estructuras orgánicas básicas de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Pemex Logística, las cuales entrarán en vigor al mismo tiempo que el Estatuto Orgánico que corresponda, que en su oportunidad aprueben sus respectivos Consejos de Administración. Las subdirecciones que asumirán las funciones de Pemex Perforación y Servicios y de Pemex Etileno, respectivamente de las estructuras orgánicas básicas en Pemex Exploración y Producción y Pemex Transformación Industrial, entrarán en vigor una vez que surta efectos las fusiones correspondientes.

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

CUENTA PÚBLICA 2018

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.

C.P. Oscar René Orozco Piliado

Gerencia de Contabilidad Central

C.P. Ernesto Balcázar Hernández

Subgerencia de Informes Financieros