

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
octubre–diciembre 2018**

Ciudad de México, 25 de enero de 2019

INFORME TRIMESTRAL OCTUBRE – DICIEMBRE 2018

Este informe se presenta en cumplimiento a lo establecido en el artículo 19 de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

Asimismo, por este medio se rinde el informe trimestral respecto a la administración de la Reserva del Fondo, en observancia al lineamiento Décimo Cuarto de la “Política de Inversión y de Administración de Riesgos para la Reserva del Fondo”, aprobada por el Comité Técnico en sesión del 26 de enero de 2018.

De igual forma, se incluye el reporte anual que debe rendir el Delegado Fiduciario Especial respecto al cumplimiento de los “Lineamientos para evitar conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario”, conforme al acuerdo del Comité Técnico del 8 de diciembre de 2014.

Finalmente, se informa al Comité Técnico del monto que el Fondo debe acumular conforme a los lineamientos contenidos en los “Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación del Fondo”, aprobados por el referido órgano colegiado en sesión del 27 de abril de 2018.



Contenido

1. Ingresos.....	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos	5
2. Transferencias a la Tesorería de la Federación y a los fondos de estabilización y sectoriales	7
a. Transferencias ordinarias	7
3. Administración de la Reserva del Fondo	10
4. Administración de los aspectos financieros de los Contratos.....	15
a. Nuevos Contratos de licencia.....	20
b. Contratos de licencia con producción	21
c. Contratos de producción compartida con extracción de hidrocarburos	24
5. Comercialización de hidrocarburos del Estado	27
6. Honorarios fiduciarios pagados al Banco de México	28
7. Estados que muestran la situación financiera del Fondo	28
8. Otras actividades relevantes	29
a. Registro en el Fondo de asignaciones y Contratos	29
b. Seguimiento a las revisiones de la ASF	29
c. Calendario de transferencias ordinarias	30
d. Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación	30
e. Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco	30
f. Transparencia y acceso a la información pública.....	31
g. Talleres para contratistas	32
h. Publicación de estadísticas	32

En cumplimiento al plan de trabajo y al gasto de operación para el ejercicio 2018, aprobados por el Comité Técnico (Comité) en sesión del 8 de diciembre de 2017, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (en lo sucesivo indistintamente “Fondo” o “FMP”) realizó durante el cuarto trimestre de 2018 las siguientes actividades:

1. INGRESOS

El Fondo gestionó un total de 525 operaciones de recepción de recursos que corresponden a pagos por parte de Petróleos Mexicanos (Pemex) en su carácter de asignatario, así como de contratistas y del comercializador del Estado. Estas operaciones abarcan, entre otros, diversos conceptos correspondientes al pago de derechos de asignaciones y contraprestaciones de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, que fueron clasificados, registrados y verificados por el Fiduciario para su adecuado control y seguimiento.

a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos

El Fondo recibió de Pemex en su carácter de asignatario el entero de los derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida que durante el trimestre ascendieron a 133,310 millones de pesos.¹

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 83.4% de los ingresos, mientras que los derechos de extracción el 16.4% y de exploración el 0.4%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el cuarto trimestre del año representan un incremento del 27% respecto al mismo periodo del ejercicio 2017, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1. Comparativo de ingresos recibidos por asignaciones
(Cifras en pesos)

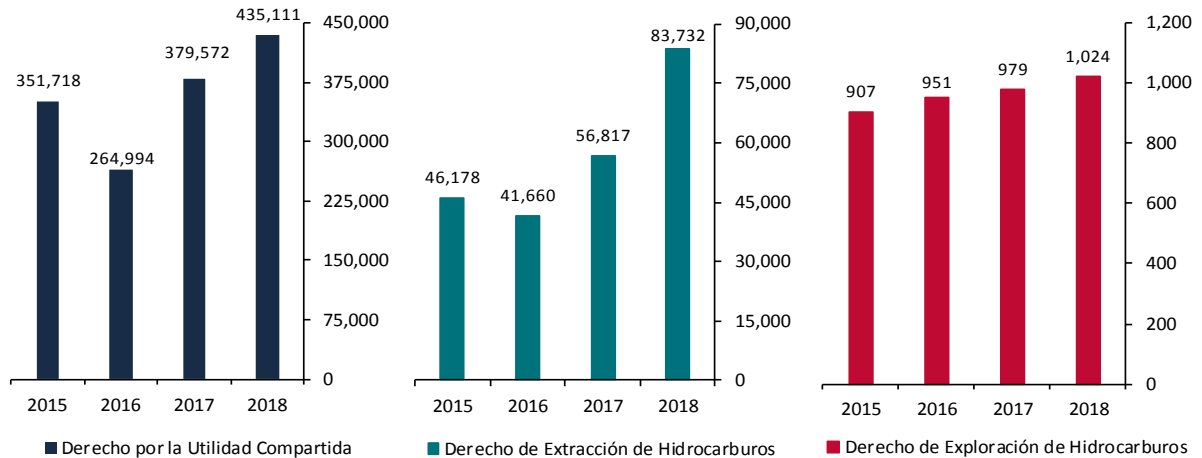
	octubre - diciembre 2017	octubre - diciembre 2018	Δ % (2018 vs. 2017)
Derecho por la Utilidad Compartida	88,956,361,659	111,193,187,387	25%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	15,457,543,584	21,860,586,475	41%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	244,618,521	256,712,842	5%
Total	104,658,523,764	133,310,486,704	27%

Para efectos comparativos, en la gráfica de a continuación se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al periodo de enero a diciembre de los ejercicios 2015 a 2018:

¹ Artículo 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

**Gráfica 1. Ingresos recibidos por asignaciones**

enero - diciembre
(Cifras en millones de pesos)



Fuente: FMPEd

b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (en lo sucesivo “Contratos”)

El Fondo recibió durante el periodo que se reporta el pago de las siguientes contraprestaciones a favor del Estado²: **a)** Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); **b)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional); **c)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); **d)** Penas convencionales; **e)** Bonos a la firma, y **f)** Por comercialización de hidrocarburos, de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por Contratos y comercialización^{1/2/}
octubre-diciembre

	Pesos	Dólares
Cuota exploratoria	355,789,521	
Regalía Adicional		31,468,045
Regalía Base		9,896,055
Penas convencionales		1,288
Bono a la firma		0
Garantías de seriedad		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular		86,572,102
Ingresos netos de comercialización para hidrocarburos extraídos durante pruebas		0
	355,789,521	127,937,489

^{1/}La suma puede no coincidir debido al redondeo.

^{2/} En términos de lo estipulado en los Contratos algunas contraprestaciones a favor del Estado son pactadas en dólares de los Estados Unidos de América (dólares) y pueden ser solventadas en su equivalente en pesos, con fundamento en el artículo 8º de la Ley Monetaria de los Estados Unidos Mexicanos que prevé que las obligaciones contraídas en moneda extranjera dentro de la República mexicana pueden ser solventadas en su equivalente en moneda nacional al tipo de cambio que corresponda en la fecha que se efectuó el pago (FIX publicado en el Diario Oficial de la Federación).

² Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.



Para efectos comparativos, en las siguientes tablas se muestran las diferencias entre los recursos recibidos durante los ejercicios 2017 y 2018:

Tabla 3. Cuota exploratoria
(Cifras en pesos)

	enero - diciembre 2017	enero - diciembre 2018	Δ % (2018 vs. 2017)
Cuota exploratoria	248,758,485	994,231,093	300%

Tabla 4. Ingresos en dólares de los Contratos y comercialización de hidrocarburos^{1/}
(Cifras en dólares)

	enero - diciembre 2017	enero - diciembre 2018	Δ % (2018 vs. 2017)
Regalía adicional	31,428,453	97,858,676	211%
Regalía base	2,249,590	28,426,877	1164%
Penas convencionales	1,917,642	8,630	-100%
Bono a la firma	178,092,611	681,424,745	283%
Garantías de seriedad	250,000	-	-100%
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular	64,909,704	267,084,862	311%
Ingresos netos de comercialización para hidrocarburos extraídos durante pruebas	856,441	3,145,681	267%
Total	279,704,442	1,077,949,471	285%

^{1/}La suma puede no coincidir debido al redondeo.

**2. TRANSFERENCIAS A LA TESORERÍA DE LA FEDERACIÓN Y A LOS FONDOS DE ESTABILIZACIÓN Y SECTORIALES****a. Transferencias ordinarias**

Durante el trimestre que se informa, el Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones, Contratos y comercialización de hidrocarburos que corresponden al Estado, en cumplimiento a las instrucciones del Comité, verificando que se cumpliera con el orden de prelación legal, así como las fechas y cantidades establecidas en el calendario determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)³, conforme a lo siguiente:

Tabla 5. Transferencias ordinarias octubre-diciembre
(Cifras en pesos)

I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	-
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las entidades Federativas	-
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	1,005,173,132
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación	6,166,712
VI.Tesofe para que los ingresos petroleros del Gobierno Federal que se destinan a cubrir el presupuesto de Egresos de La Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto	135,298,482,005
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	60,310,388
b. Transferencia para que los Ingresos Petroleros que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto	135,238,171,617
Total	136,309,821,849

Las transferencias ordinarias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) realizadas durante el periodo de enero a diciembre de 2018 ascendieron a un total de 541,747 millones de pesos, equivalentes al 2.4% del Producto Interno Bruto (PIB), estimado en los Criterios Generales de Política Económica para el ejercicio 2018. Cabe señalar que la Ley de Ingresos para 2018 anticipaba transferencias por 456,793.5 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente a 2% del PIB.

³ Artículos Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), Transitorios, del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía", publicado en el DOF del 20 de diciembre de 2013; 8, fracción II, inciso b), y 16, fracción II, de la Ley del Fondo, así como las cláusulas Sexta, fracción III y Décima, fracción II, del Contrato Constitutivo del Fideicomiso.

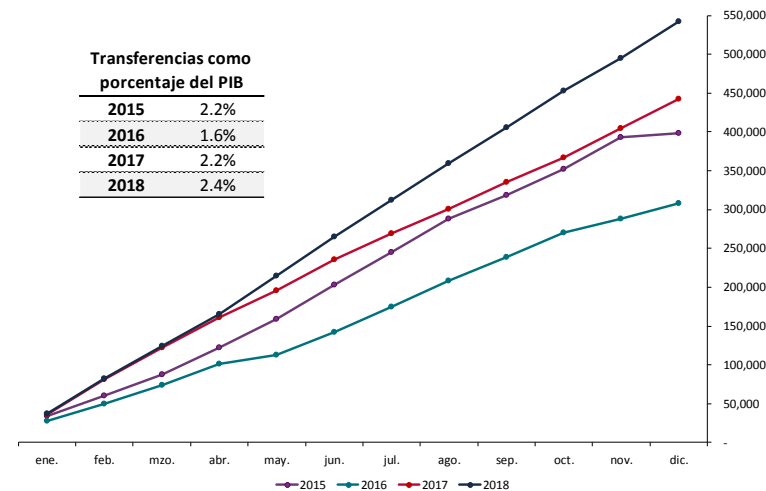


Tabla 6. Transferencias ordinarias respecto a los montos determinados en el calendario de la SHCP
(Cifras en pesos)

	A. Montos establecidos Calendario SHCP	B. Transferencias enero - diciembre 2018	Diferencia (B - A)
I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	10,049,457,000	10,049,457,000	-
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las entidades Federativas	2,923,478,400	2,923,478,400	-
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	3,882,744,750	3,882,744,750	-
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	2,969,157,750.00	2,969,157,750	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos	1,929,952,538	1,929,952,538	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico	445,373,663	445,373,663	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética	593,831,550	593,831,550	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación	23,723,311	23,723,311	-
VI.Tesofe para que los ingresos petroleros del Gobierno Federal que se destinan a cubrir el presupuesto de Egresos de La Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto	436,944,938,789.00	521,898,869,955	84,953,931,166
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	232,964,685	232,964,685	-
b. Transferencia para que los Ingresos Petroleros que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto	436,711,974,104	521,665,905,270	84,953,931,166
Total	456,793,500,000	541,747,431,166	84,953,931,166

La siguiente gráfica muestra las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias equivalen en el PIB de los ejercicios 2015 a 2018.

Gráfica 2. Transferencias ordinarias acumuladas en el año
(Cifras en millones de pesos)



Fuente: FMPED

En la siguiente tabla se muestran los montos de las transferencias ordinarias realizadas por el Fondo a la Tesofe para los ejercicios 2015 a 2018:

Tabla 7. Transferencias ordinarias
(Cifras en pesos)

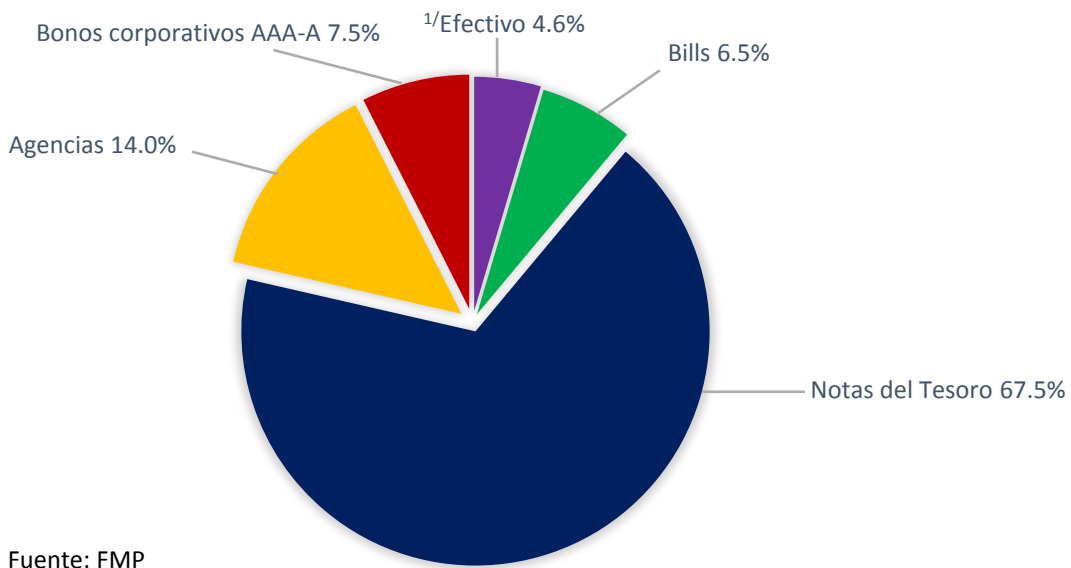
	enero -diciembre 2015	enero - diciembre 2016	enero - diciembre 2017	enero - diciembre 2018	Δ % (2018 vs. 2015)	Δ % (2018 vs. 2016)	Δ % (2018 vs. 2017)
I.Fondo de Estabilización de los Ingresos							
Presupuestarios	16,634,184,600	10,693,027,400	8,511,839,600	10,049,457,000	-40%	-6%	18%
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las entidades Federativas	4,839,035,520	3,110,698,880	2,476,171,520	2,923,478,400	-40%	-6%	18%
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	6,048,286,613	3,985,582,939	3,250,482,907	3,882,744,750	-36%	-3%	19%
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	4,914,645,451	3,159,303,551	2,514,861,700	2,969,157,750	-40%	-6%	18%
a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos	3,194,519,543	2,053,547,308	1,634,660,105	1,929,952,538	-40%	-6%	18%
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	737,196,818	473,895,533	377,229,255	445,373,663	-40%	-6%	18%
c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética	982,929,090	631,860,710	502,972,340	593,831,550	-40%	-6%	18%
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación	30,622,023	29,892,231	22,231,153	23,723,311	-23%	-21%	7%
VI.Tesofe para que los ingresos petroleros del Gobierno Federal que se destinan a cubrir el presupuesto de Egresos de La Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto	366,338,193,472	286,941,934,727	426,098,941,687	521,898,869,955	42%	82%	22%
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	385,578,271	247,883,816	197,352,290	232,964,685	-40%	-6%	18%
b. Transferencia para que los Ingresos Petroleros que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto	365,952,615,201	286,694,050,911	425,901,589,397	521,665,905,270	43%	82%	22%
Total	398,804,967,679	307,920,439,728	442,874,528,567	541,747,431,166	36%	76%	22%

Finalmente, desde el inicio de operaciones del Fondo, el proceso de las transferencias ordinarias ha sido sujeto de revisión por parte de los diferentes entes de fiscalización, entre otras, la Auditoría Superior de la Federación (ASF). A la fecha no se han emitido observaciones por parte de algún ente de auditoría interno y externo al FMP.

3. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

Durante el cuarto trimestre del 2018, se concluyeron las gestiones necesarias con las instituciones financieras que fungirán como contrapartes del Fondo en las operaciones de activos de renta fija. Lo anterior permitió iniciar la inversión de la Reserva del Fondo (Reserva) en los instrumentos elegibles autorizados por el Comité, con lo cual al cierre del año pasado la cartera de inversión reflejaba la composición de la cartera parámetro aprobada por dicho órgano colegiado en las “Políticas de Inversión y Administración de Riesgos para la Reserva del Fondo”. De esta forma, la composición de dicha cartera al cierre de 2018 era la siguiente:

Gráfica 3. Composición de la cartera de inversión al cierre de diciembre 2018



Fuente: FMP

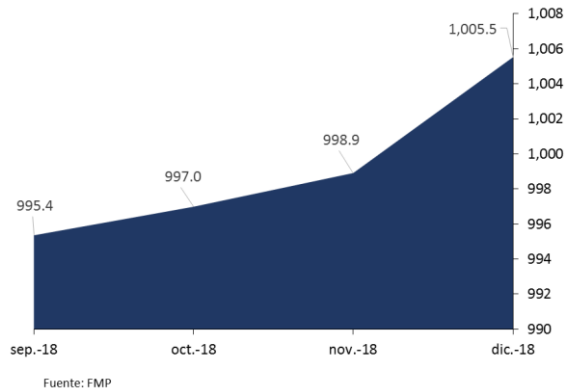
^{1/} Cuentas de liquidez

El valor de la Reserva por su parte ascendió a 1,005.5 millones de dólares, lo que representa un incremento de 1% respecto al cierre del trimestre anterior. Cabe señalar que durante el mes de diciembre se observó un incremento en el valor de mercado de la cartera de inversión debido principalmente de los rendimientos generados por parte de los valores de renta fija.

Tabla 8. Valor de la Reserva al cierre de diciembre 2018
(Cifras en millones dólares)

Saldo al cierre de septiembre 2018	995.4
Rendimiento octubre - diciembre	10.1
Total	1,005.5

Gráfica 4. Valor de la Reserva
(Millones de dólares)



Gráfica 5. Desempeño diario de la cartera de inversión durante diciembre 2018
(Cifras en porcentaje y millones de dólares)



Los instrumentos que conforman la cartera de inversión son valores denominados en dólares, la mayoría con un vencimiento de corto y mediano plazo, el cual permite contar con una cartera de baja duración. Al cierre del año la cartera de inversión presentaba las siguientes características:

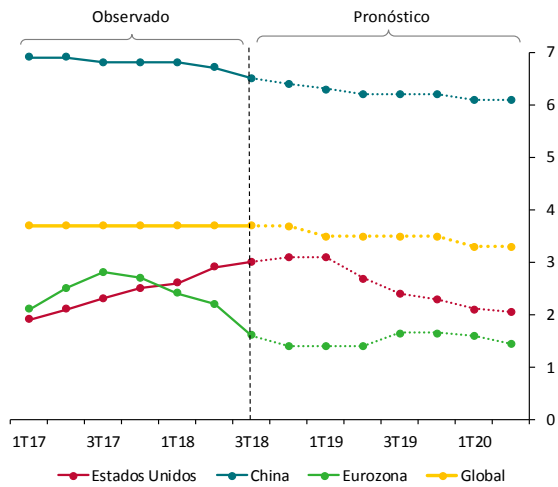
Tabla 9. Características y límites de riesgos de la cartera de inversión al cierre de 2018

Rendimiento a vencimiento ponderado (%)	2.6
Duración (años)	2
Tracking Error (pb)	28

Una vez que se ha conformado la cartera de inversión, a partir del 2019 iniciará la evaluación del desempeño de la misma con respecto al de la cartera parámetro.

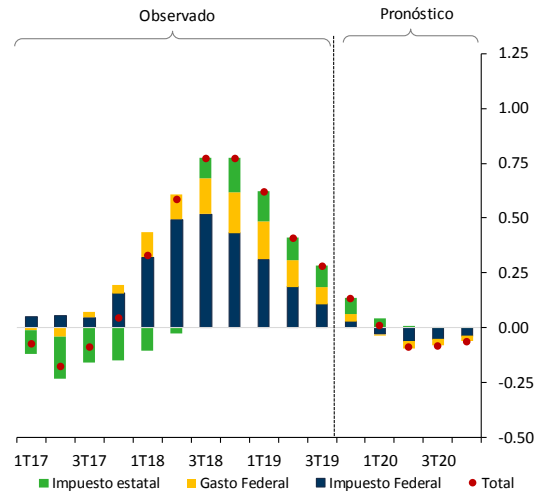
Es importante señalar que la cartera parámetro que fue aprobada por el Comité continúa siendo adecuada al considerar las condiciones económicas que prevalecerán durante el 2019. En este sentido, según los estimados del Banco Mundial, la economía de Estados Unidos (EE.UU.) crecerá a un ritmo de 2.0% anual en 2019, lo que representa una desaceleración respecto al crecimiento de 2.9% esperado para el 2018. Este menor dinamismo se atribuye a que el efecto positivo del estímulo fiscal sobre el crecimiento de la economía norteamericana observado durante 2018 se disipará, al tiempo que la falta de solución en las disputas comerciales de Estados Unidos con China podría tener un impacto negativo sobre la balanza comercial y, en consecuencia, sobre el PIB de los EE.UU. y en general sobre la economía global.

Gráfica 6. PIB en Estados Unidos
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

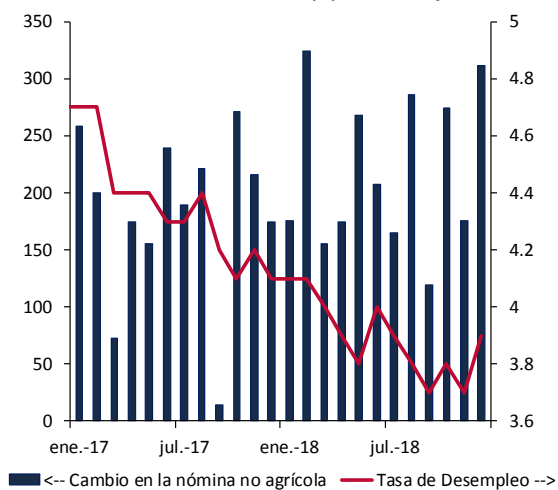
Gráfica 7. Impacto de la política fiscal de Estados Unidos sobre el PIB
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Goldman Sachs

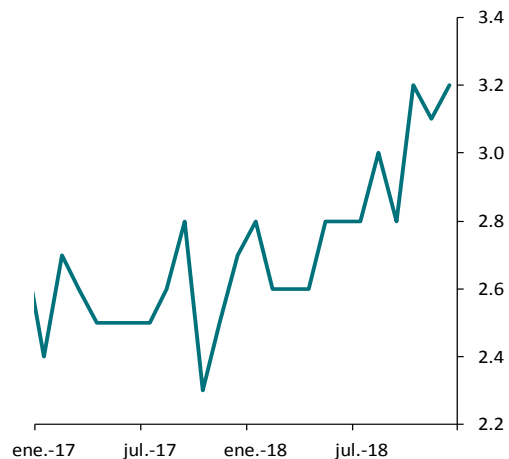
A pesar de lo anterior, se estima que la Reserva Federal continúe el aumento de tasas aunque a un menor ritmo que el 2018. El consenso entre los analistas⁴ es que ese banco central de EE.UU. aumente su tasa de referencia una o dos ocasiones durante 2019, en 25 puntos base cada una. Lo anterior responde a que los principales indicadores del sector laboral continúan mostrando fortaleza, lo que pondrá presión a los salarios y posiblemente sobre la inflación, además del impacto sobre los precios que podrían tener los aranceles sobre las importaciones de productos de China.

Gráfica 8. Nómina no agrícola y tasa de desempleo en Estados Unidos
(Miles de unidades y porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 9. Salario promedio por hora
(Cambio porcentual año a año)

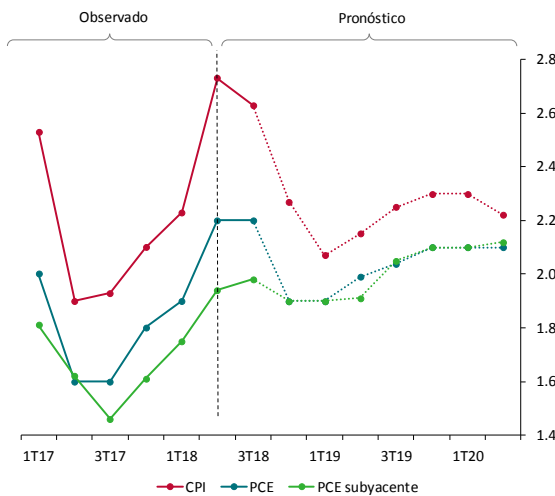


Fuente: Bloomberg

⁴ Según la encuesta realizada mensualmente por Bloomberg.

Cabe destacar que la expectativa de los analistas respecto de los aumentos en la tasa de referencia no se ha visto reflejado en la curva de contratos conocidos como *Overnight Index Swaps* (OIS por sus siglas), la cual sugiere una probabilidad implícita de incremento para la tasa de referencia de tan solo 15% para las reuniones de política monetaria durante 2019.

Gráfica 10. Indicadores de inflación en Estados Unidos
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 11. Índice de condiciones financieras en Estados Unidos
(Índice)



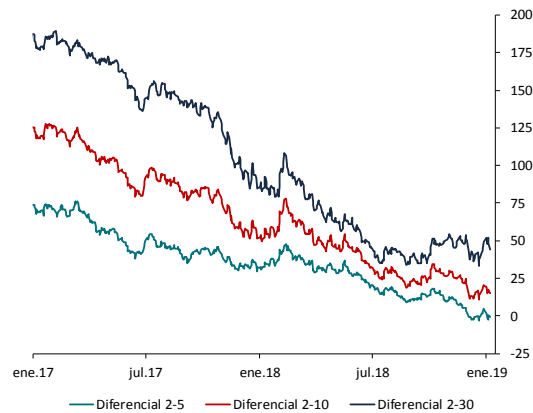
Nota: El índice de condiciones financieras de Goldman Sachs es un índice ponderado construido a base de 5 componentes: 1) Notas del tesoro Americano (45.1%), 2) Diferenciales corporativos (39.6%), 3) Índice del dólar (6.0%), 4) Valuación renta variable (4.9%) y 5) Tasa objetivo de la Reserva Federal (4.4%). Este indicador busca explicar el efecto que las condiciones financieras tienen sobre el Producto Interno Bruto (PIB). En particular, cabe destacar que un mayor nivel en el índice significa que las condiciones financieras son más restrictivas y por lo tanto el impacto en el PIB es negativo.

Fuente: Goldman Sachs

Bajo este entorno, los diferenciales entre las tasas de las notas del Tesoro Americano de corto plazo respecto a las de largo plazo han disminuido ubicándose cerca de los niveles mínimos históricos, y se anticipa que estos diferenciales se mantengan en estos niveles. No se esperan cambios importantes en dichos diferenciales a lo largo de 2019, sin embargo, dado a que se espera un incremento adicional de tasas por parte de la Reserva Federal, la curva de rendimiento podría desplazarse al alza en una magnitud similar a los incrementos mencionados.

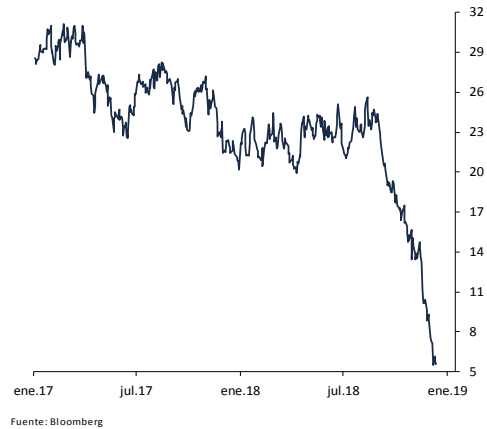
Por su parte, los diferenciales de bonos corporativos con respecto a las notas del Tesoro también han presentado un comportamiento similar, particularmente el de los bonos de mayor duración, i.e., aquellos con vencimiento a 10 y 30 años. Dichos diferenciales se han reducido cerca de 20 puntos base.

Gráfica 12. Diferenciales entre notas del Tesoro Americano de corto y largo plazo (puntos base)



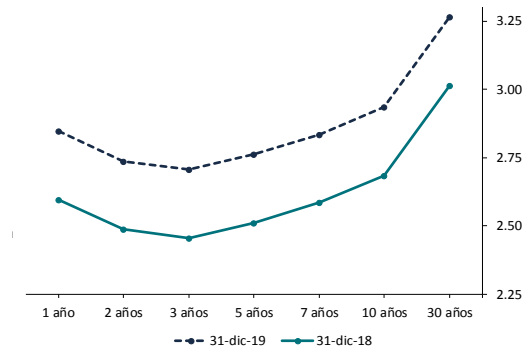
Fuente: Bloomberg

Gráfica 13. Diferenciales corporativos entre notas de 10 y de 30 años (puntos base)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 14. Curva de Rendimiento Notas del Tesoro Americano (Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

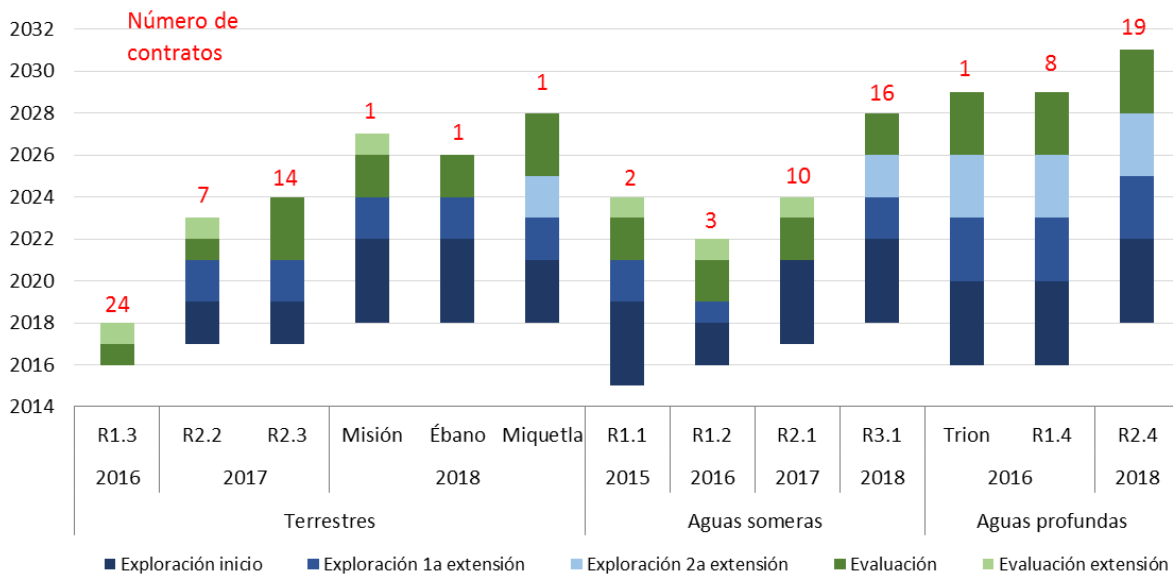
Con lo anterior se reafirma la conveniencia de mantener una cartera de inversión que privilegie instrumentos de inversión con una duración baja, en virtud de que bajo las condiciones actuales, aquellos instrumentos con mayor plazo a vencimiento no aportan un rendimiento que compense la mayor duración asociada. Adicionalmente, se mantiene el atractivo por la deuda corporativa, considerando que la economía global, a pesar de estar dando señales de desaceleración, continúa mostrando un desempeño sólido, lo que dará soporte a dicho sector.

4. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Conforme al marco jurídico vigente, actualmente se contemplan cuatro tipos de Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos: **i)** licencia; **ii)** producción compartida; **iii)** utilidad compartida, y **iv)** servicios. A la fecha se han suscrito Contratos bajo las modalidades de licencia y de producción compartida y se tienen vigentes un total de 111.

De los Contratos antes mencionados, 107 incluyen etapas de exploración o evaluación, cuya duración se muestra en la gráfica 15. Por su parte, los 4 restantes son Contratos de Pemex que resultaron de una migración o de una asociación estratégica que al ser campos maduros se encuentran en la etapa de desarrollo. Estos Contratos son: Ek-Balam, Santuario, Cárdenas Mora y Ogarrio.

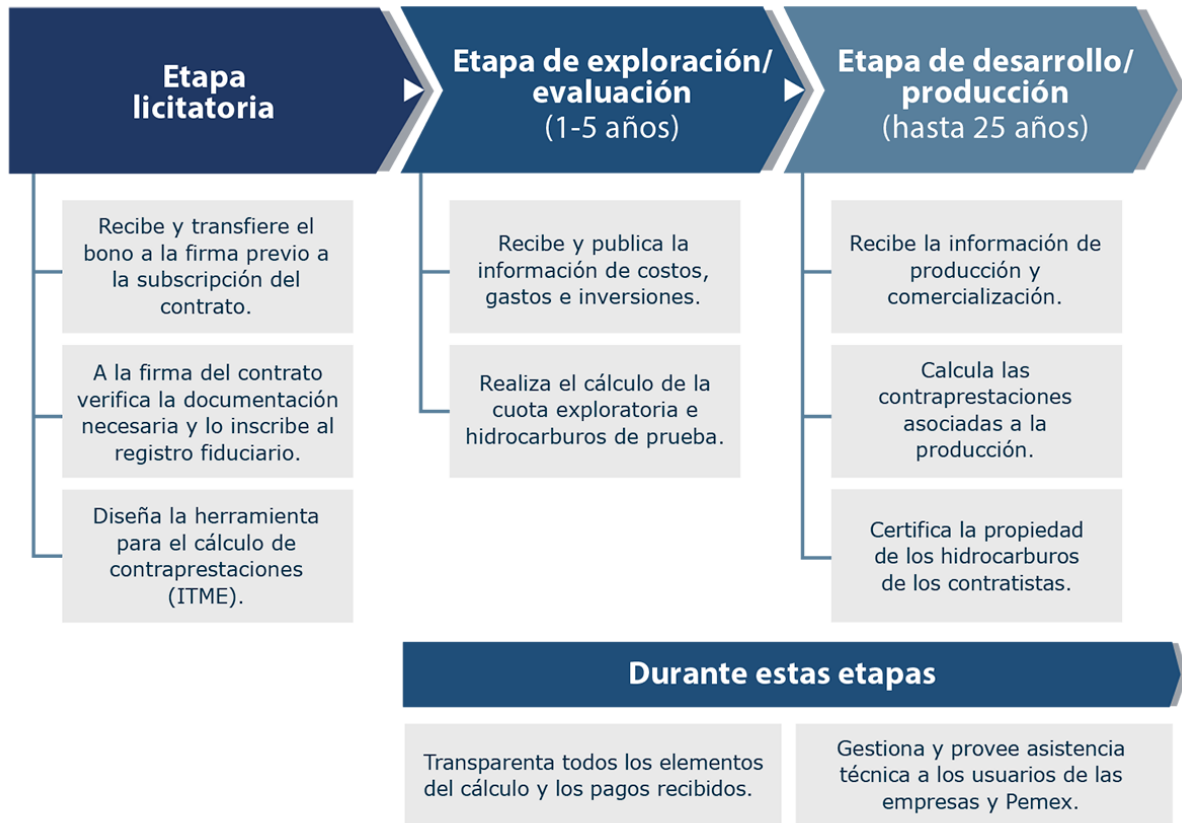
Gráfica 15. Duración de las primeras etapas previstas en los Contratos



Fuente: FMP con información de CNH.

El Fondo participa durante la vigencia de los Contratos que tanto Pemex como las empresas privadas suscriben con el Estado, tal como lo muestra el siguiente diagrama.

Diagrama 1. Participación del Fondo en la vigencia de un Contrato

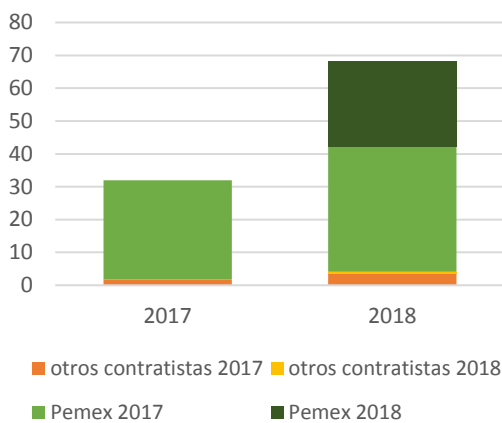


Durante las etapas de exploración o evaluación y antes de que los contratistas cuenten con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, los Contratos establecen la obligación de pago de la cuota contractual para la fase exploratoria (cuota exploratoria). En el cuarto trimestre del 2018, 92 Contratos pagaron dicha contraprestación por un monto de 356 millones de pesos.

Como parte del proceso de administración de los aspectos financieros de los Contratos, durante el trimestre el Fondo recibió a través del Sistema Informático para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC), diversa información por parte de la SHCP, la CNH y los contratistas, asociada a volúmenes de producción y comercialización, precios de venta y documentación de soporte de los costos, gastos e inversiones efectuadas en la exploración y desarrollo de las áreas contractuales. De conformidad con lo estipulado en los Contratos que nos ocupan, la información se reporta al mes inmediato siguiente al que fue causada. En el caso de los costos, los contratistas sólo pueden registrar aquellos asociados a presupuestos y planes de trabajo aprobados por la CNH y que cuenten con la información de soporte solicitada por la SHCP.

En ese sentido, durante el trimestre de los 111 Contratos vigentes, 31 contaron con producción de los cuales 27 son Contratos de licencia y los 4 restantes son de producción compartida. El volumen promedio de petróleo y gas natural reportado al Fondo en el periodo fue de 68 mil barriles diarios y 161 millones de pies cúbicos diarios, lo que representa un aumento de 109% y 304%, respectivamente, en comparación con el mismo trimestre de 2017. El cambio tan importante obedece principalmente a los Contratos de Pemex con distintos socios que fueron suscritos durante 2018 y que ya contaban con producción, en particular los campos de Ogarrio, Cárdenas-Mora, Misión y Ébano. El aumento de la producción de los Contratos vigentes al cierre de 2017 se explica por dos campos: Ek-Balam administrado por Pemex sin socio y uno de los contratistas de la tercera licitación de la Ronda 1. La producción observada en noviembre de 2018 representó un máximo histórico de 69 mil barriles de petróleo y 175 millones de pies cúbicos diarios.

Gráfica 16. Producción de petróleo^{1/2/}
(Cifras en miles de barriles día)



^{1/}Los datos corresponden al volumen producido en el cuarto trimestre.

^{2/}Para 2017, se refiere a los contratos con producción hasta noviembre 2017.

Fuente: FMP.

Gráfica 17. Producción de gas natural^{1/2/}
(Cifras en millones de pies cúbicos día)



^{1/}Los datos corresponden al volumen producido en el cuarto trimestre.

^{2/}Para 2017, se refiere a los contratos con producción hasta noviembre 2017.

Cabe mencionar que el inicio del trimestre se distinguió por los altos precios de los hidrocarburos, alcanzando en octubre un máximo histórico para el precio contractual promedio ponderado del petróleo de 71.18 dólares por barril, en línea con los precios en los mercados internacionales. Lo anterior contribuyó a que el valor contractual de los hidrocarburos producidos (VCH) en ese periodo ascendiera 467 millones de dólares de los EE.UU. de los cuales 353 millones provienen de cuatro Contratos de producción compartida y los restantes 114 millones corresponden a 27 Contratos de licencia.

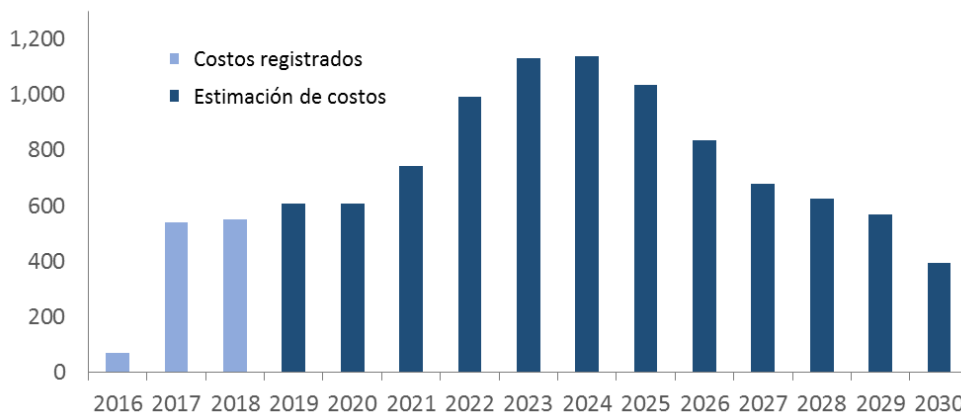
En el trimestre, los Contratos bajo la modalidad de licencia pagaron al Estado 41 millones de dólares por las contraprestaciones asociadas a la producción (regalías base y adicional), lo que representa el 36% del VCH del periodo. Por otra parte, respecto de los Contratos de producción compartida el Estado recibió el 30% del VCH por concepto de contraprestaciones, mientras que Pemex como contratista recibió el 59% y otras empresas recibieron el 11% restante.

Como parte del proceso para determinar el VCH y llevar a cabo el cálculo de contraprestaciones, el Fondo recibió y registró información por parte de autoridades y contratistas que durante el trimestre ascendieron a un total de 186 registros de volúmenes y precios, 7,862 registros de operaciones de comercialización y 18,888 registros de costos. Estos últimos cuentan con más de 12 mil facturas y comprobantes de pago asociados.

Los costos, gastos e inversiones registrados en el Fondo por los contratistas al cierre del cuarto trimestre ascendieron a un total de 1,091 millones de dólares, de los cuales 540 millones corresponden a los presupuestos de 2017 y los 551 millones restantes a los presupuestos de 2018. El desglose por tipo de Contrato se presenta más adelante.

La mayoría de los gastos de inversión que han registrado los contratistas pertenecen a presupuestos aprobados por la CNH que corresponden a las etapas de exploración y evaluación, por lo que es de esperarse que los montos de inversión sigan una progresión consistente con las fases de un proyecto típico de esa naturaleza. A continuación se muestra una proyección del comportamiento de las inversiones de los Contratos con base en la inversión comprometida reportada. Dicha estimación se basa en patrones observados en campos similares de acuerdo con la duración de las etapas previstas en los propios Contratos.

Gráfica 18. Proyección de costos e inversiones
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP con información de inversión comprometida de la CNH, asumiendo un comportamiento similar para el resto de los Contratos según la duración de las etapas de Exploración, Evaluación y Producción.

Como se mencionó al inicio de esta sección, el reporte de esta información al Fondo se realiza por medios electrónicos, a través del SIPAC, para lo cual los participantes del sistema deben mantener usuarios registrados con distintos perfiles, ya sea de validación, consulta o administración. El Fondo es el encargado del desarrollo, mantenimiento y soporte del SIPAC, y como parte de las actividades de mejora continua del sistema, en este trimestre se implementaron dos nuevas herramientas: **i)** un módulo automatizado para la gestión de usuarios y, **ii)** un módulo para recibir y procesar ajustes y correcciones de información.

El desarrollo de las nuevas herramientas facilitó atender un total de 214 solicitudes de alta, baja y modificaciones de usuarios del SIPAC. Durante los últimos tres años se han atendido alrededor de 2,500 solicitudes asociadas a la administración de perfiles de usuarios y el mayor volumen se ha concentrado durante el 2018, a la par en el aumento en el número de Contratos vigentes.

Tabla 10. Solicitudes de altas, bajas y modificaciones de usuarios del SIPAC
octubre – diciembre 2018

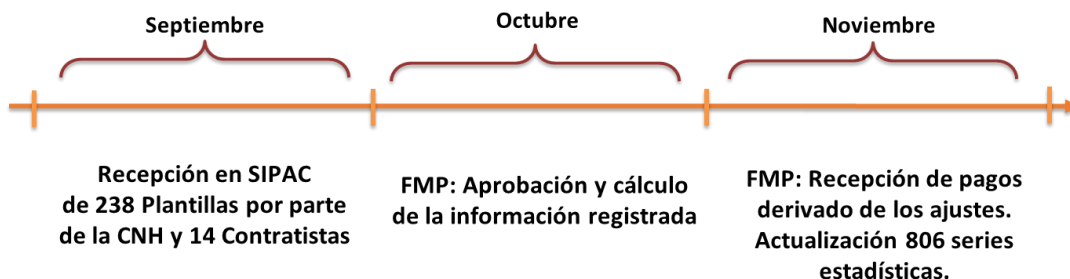
Tipo de solicitud	octubre	noviembre	diciembre	Total trimestre
Gestión de usuarios (alta, baja)	17	22	24	63
Administración de usuarios (cambio de contraseñas, soft-token)	59	35	57	151
Totales	76	57	81	214

2016-2018

Tipo de solicitud	2016	2017	2018	Totales
Gestión de usuarios (alta, baja, cambios perfil)	128	182	386	696
Administración de usuarios (cambio de contraseñas, soft-token)	343	489	970	1,802
Totales	471	671	1,356	2,498

Por su parte, el módulo de ajustes y correcciones facilitó la instrumentación de diversos ajustes solicitados por la CNH en el trimestre asociados a los volúmenes de producción de 14 contratistas de la tercera licitación de la Ronda 1. Lo anterior implicó la actualización, a lo largo del periodo de septiembre a noviembre de 2018, de 238 plantillas históricas de volúmenes y precios para 18 periodos comprendidos entre mayo de 2016 y octubre de 2017:

Diagrama 2. Proceso de ajuste y correcciones
septiembre - noviembre 2018



Fuente: FMP.

Con la información y documentación que las autoridades y contratistas registran en el SIPAC durante los primeros diez días hábiles de cada mes, el Fondo realiza de manera mensual el cálculo de las contraprestaciones que corresponden a los contratistas de conformidad con lo previsto en los Contratos y, en su caso, realiza el pago de las mismas. A continuación se muestra un diagrama con el proceso que de manera mensual el Fondo lleva a cabo en relación a la administración financiera de los Contratos:

Diagrama 3. Administración financiera de los Contratos – operación mensual



Fuente: FMP

El Fondo debe garantizar que el cálculo de las contraprestaciones de los Contratos se efectúa conforme al modelo económico que la SHCP publica, para lo cual el FMP desarrolla una herramienta que se denomina Implementación Tecnológica del Modelo Económico (ITME), la cual es validada por la SHCP para dar mayor certeza económica y jurídica.

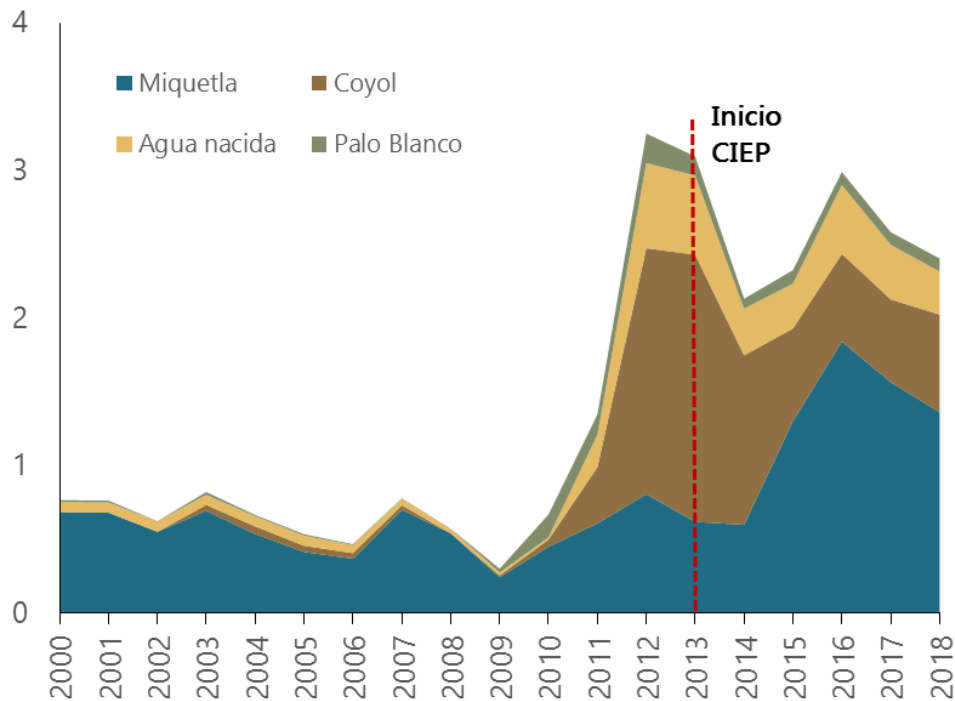
Con el fin de robustecer la ITME de licencia, durante este trimestre se implementaron mejoras relacionadas con el cálculo de los precios contractuales del gas, mismas que fueron validadas por la SHCP.

a. Nuevos Contratos de licencia

El 21 de noviembre de 2018, se firmó bajo la modalidad de licencia el Contrato del área contractual Miquetla, suscrito entre la CNH y la compañía Operadora de Campos DWF, S.A., de C.V., perteneciente al Grupo Diavaz. Cabe señalar que el referido instrumento resultó de la migración de un contrato integral de servicios para la exploración y producción (CIEP), celebrado entre Pemex y Grupo Diavaz en 2013.

La superficie del Contrato abarca 139.7 km² y se encuentra localizada entre los estados de Veracruz y Puebla, el cual está conformado por campos terrestres maduros que tienen registros de producción de petróleo y gas asociado desde 1960.

Gráfica 19. Volumen de petróleo producido Miquetla
(Cifras en miles de barriles día)



Fuente: FMP.

El modelo económico aplicable a este contrato es similar al de los demás Contratos de licencia que ha publicado la SHCP. En este caso el Estado recibirá una regalía base en términos de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos y una regalía adicional sobre los ingresos brutos del 13%.

b. Contratos de licencia con producción

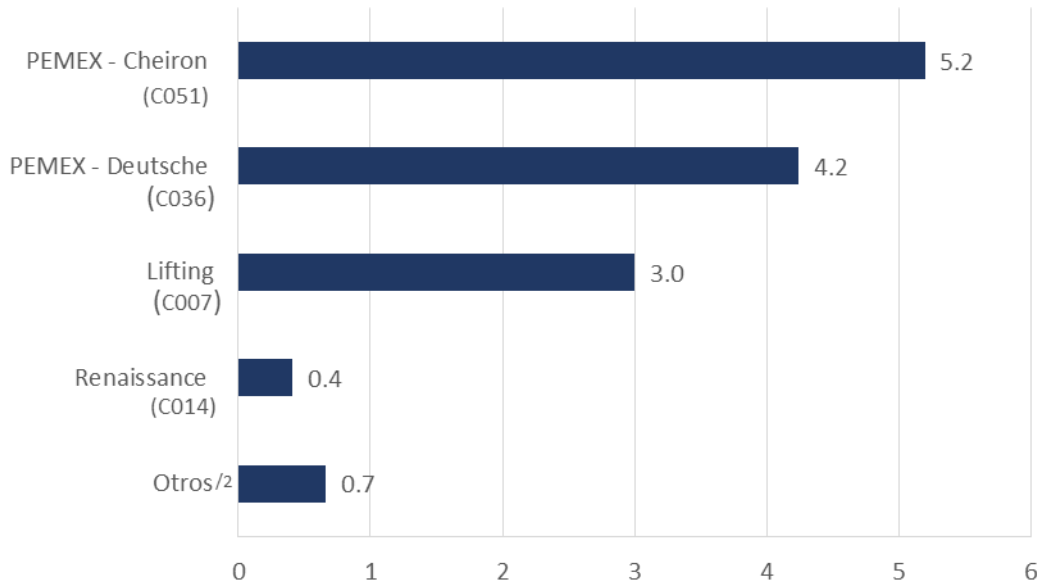
Durante el cuarto trimestre del 2018, 27 de los 76 Contratos de licencia que el Estado ha adjudicado produjeron al menos alguno de los hidrocarburos siguientes: **i)** petróleo; **ii)** gas natural, y **iii)** condensados. En particular, se registró producción de petróleo por 12 Contratos y 23 de gas natural. A continuación se muestra la producción por contratista y tipo de hidrocarburo.

Con base en la información registrada por la CNH en el SIPAC, se reportó una producción promedio de los Contratos de licencia de 13.5 miles de barriles diarios de petróleo y 77 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

En las siguientes gráficas se muestra la producción de los hidrocarburos correspondiente a los periodos de septiembre, octubre y noviembre de 2018.



Gráfica 20. Promedio diario de volumen de petróleo producido^{1/} (Cifras en miles de barriles día)

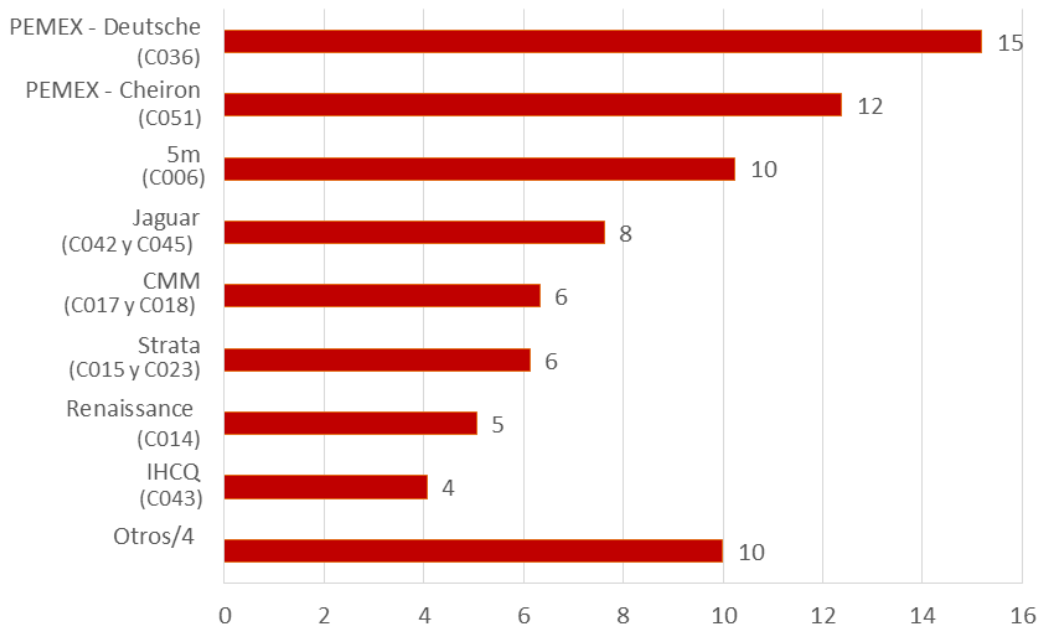


1/Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre.

2/ Corresponde a los contratistas: Tajón (C011), Jaguar (C045), Diavaz (C013), Tonalli (C024), Calicanto (C009).

Fuente: FMP.

Gráfica 21. Promedio diario de volumen de gas natural producido (Cifras en millones de pies cúbicos^{1/2/})



1/ Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.

2/ Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre.

3/ La suma puede no coincidir debido al redondeo.

4/ Corresponde a los contratistas: Duna (C019), Lifting (C007), Gs Oil and Gas (C022) y Diavaz (C013).

Fuente: FMP.

Con base en la información registrada en el SIPAC, el Fondo determinó que el VCH alcanzó 114 millones de dólares, cantidad que representa la base del cálculo de las contraprestaciones del Estado integradas por la regalía base y adicional, las que representaron este trimestre el 9% y el 28% del VCH, respectivamente.

En este trimestre, el Fondo determinó que en el cálculo de las contraprestaciones de los Contratos de licencia, en ningún caso aplicó el mecanismo de ajuste, el cual permite que en los proyectos que presentan una rentabilidad extraordinaria el Estado reciba una mayor participación de los ingresos mediante el incremento del porcentaje de regalía adicional. Cabe señalar que a la fecha, en los Contratos de licencia, el mecanismo antes mencionado se actualiza cuando un contratista extrae durante un trimestre el equivalente a 30 mil barriles día en el caso de hidrocarburos líquidos, o bien 80 mil pies cúbicos diarios para el caso del gas natural.

Por lo que toca a la regalía base, los precios de los hidrocarburos que prevalecieron en el periodo implicaron que en 117 ocasiones se tuviera que aplicar una tasa progresiva para el cálculo de la regalía base misma, conforme a lo establecido en los propios Contratos. El Fondo verificó en todos los casos la correcta aplicación de las tasas de cada regalía en el proceso del cálculo de las contraprestaciones.

Derivado de la conciliación que realiza el Fondo entre las contraprestaciones calculadas y los pagos recibidos durante el trimestre, se expidieron 68 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos por un valor contractual de 113 millones de dólares. (ver tabla 11).

Asimismo, el Fondo notificó en 7 ocasiones al resto de las autoridades los motivos por los cuales no se emitieron dichos instrumentos. Adicionalmente, se hicieron llegar 35 certificados en forma extemporánea a los Contratistas, equivalentes a 60 millones de dólares, resultando al cierre de 2018 un total de 274 certificados.

Tabla 11. Valor de los hidrocarburos transmitidos a los contratistas^{1/2/}
(Cifras en dólares)

Mes	Valor Contractual de los Hidrocarburos
septiembre 2018	36,390,491
octubre 2018	39,205,866
noviembre 2018	37,607,837
Total	113,204,194

1/Las cifras corresponden a los certificados emitidos asociados al proceso regular del cálculo, sin incluir los emitidos extemporáneamente.

2/La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.



Como se mencionó con anterioridad, la CNH informó al Fondo sobre el ajuste de los volúmenes de producción de hidrocarburos de diversos Contratos para el periodo de mayo de 2016 a octubre de 2017. En consecuencia, el Fondo llevó a cabo la modificación en los volúmenes, el VCH y las contraprestaciones correspondientes. El principal ajuste se realizó en la medición de condensados, toda vez que originalmente se informó al Fondo la extracción de 15 mil barriles día y se ajustó a 111 mil barriles día. Derivado de la revisión de la CNH el Fondo determinó que existían saldos a favor del Estado por 155 mil dólares para la regalía base y de 514 mil dólares por regalía adicional, mientras que, a favor de contratistas se determinaron saldos de 17 y 275 mil dólares por regalía base y adicional, respectivamente. Cabe mencionar que éste ha sido el mayor proceso de ajustes al cálculo de contraprestaciones realizado hasta el momento.

Finalmente, durante este periodo, como en otros, el Fondo recibió la información de costos. Cabe recordar que para este tipo de Contrato la información es registrada únicamente para fines informativos y estadísticos. En la siguiente tabla se muestran los montos de los costos registrados a diciembre por clasificación entre gastos de operación y de inversión.

Tabla 12. Costos de los Contratos de licencia acumulados desde el inicio de la vigencia de los presupuestos ^{1/2/3/4/}
(Millones de dólares)

Concepto	A. Presupuestos correspondientes a 2017	B. Presupuestos correspondientes a 2018	Total (A+B)	Porcentaje del total de costos registrados
a. Gastos de Operación	65	152	217	87%
b. Gastos de Inversión	18	15	33	13%
Total (a+b)	83	167	250	100%

Fuente: FMP.

1/ Costos registrados en el SIPAC al 31 de diciembre de 2018.

2/ Considera los costos asociados a los presupuestos cuya fecha de vigencia concluye en el año especificado.

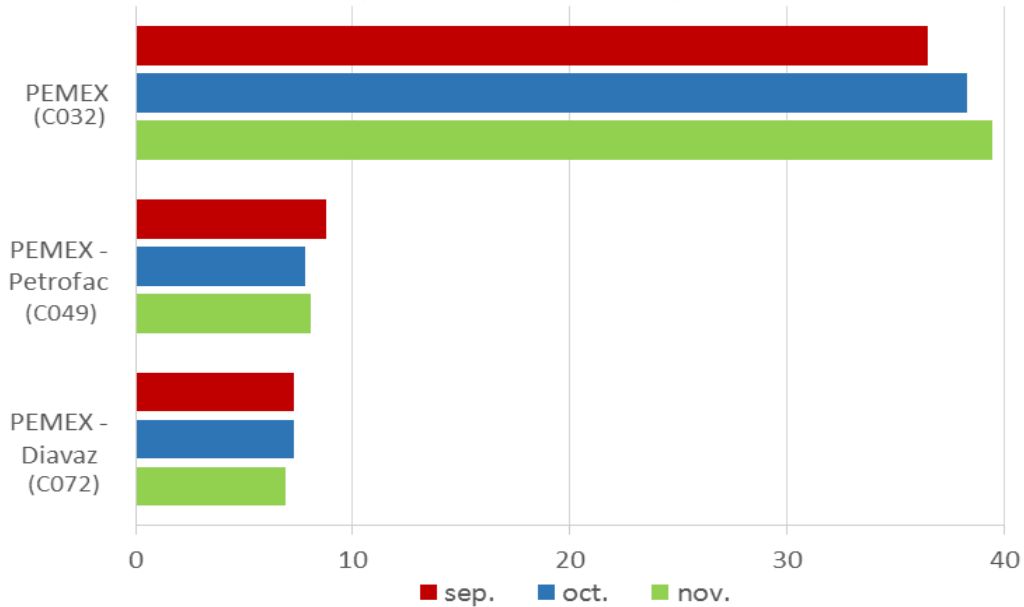
3/ Los contratistas cuentan con 6 meses posteriores al fin de la vigencia del presupuesto para seguir reportando costos.

4/ Las cifras pueden no sumar a la unidad debido al redondeo.

c. Contratos de producción compartida con extracción de hidrocarburos

Actualmente, el Fondo administra los aspectos financieros de 35 Contratos de producción compartida, de los cuales 3 cuentan con producción de petróleo y 3 producen gas natural. Las gráficas 22 y 23 muestran la producción reportada durante el trimestre.

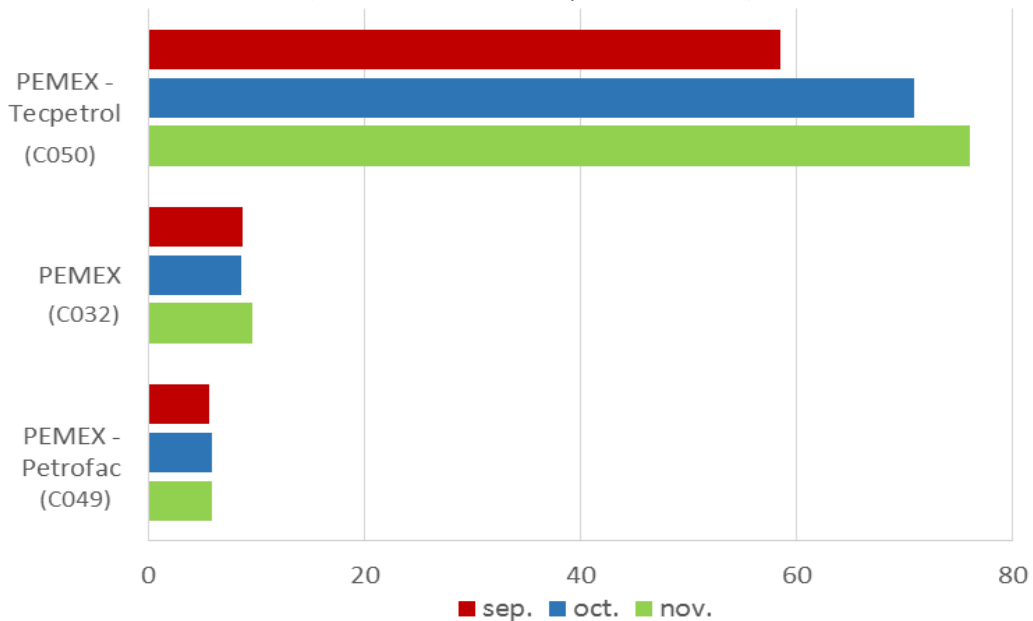
Gráfica 22. Volumen de petróleo producido ^{1/}
(Cifras en miles de barriles)



1/ Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fue reportada durante octubre, noviembre y diciembre.

Fuente: FMP.

Gráfica 23. Volumen de gas natural producido
(Cifras en millones de pies cúbicos^{1/2/})



1/ Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de BTU de gas natural

2/ Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre, que fue reportada durante octubre, noviembre y diciembre.

Fuente: FMP.



Con base en la información que fue reportada por los contratistas a través del SIPAC, durante el cuarto trimestre el Fondo determinó que el VCH en estas áreas ascendió a 353 millones de dólares.

En este caso, el Fondo determinó el uso de 15 tasas progresivas para los pagos de las regalías. Cabe recordar que las tasas progresivas garantizan un mayor pago al Estado ante escenarios de precios altos de los hidrocarburos, situación que como se mencionó prevaleció a inicios del trimestre.

La información de costos registrada por los contratistas es utilizada para el cálculo de las contraprestaciones. En la siguiente tabla se muestran los montos de los costos registrados a diciembre, clasificados como gastos de operación y de inversión para los Contratos de producción compartida.

Tabla 13. Costos de los Contratos de producción compartida acumulados desde el inicio de la vigencia de los presupuestos ^{1/2/3/4/}
(Millones de dólares)

Concepto	A. Presupuestos correspondientes a 2017	B. Presupuestos correspondientes a 2018	Total (A+B)	Porcentaje del total de Costos registrados
a. Gastos de Operación	276	178	453	54%
b. Gastos de Inversión	181	206	388	46%
Total (a+b)	457	384	841	100%

Fuente: FMP.

1/ Costos registrados en el SIPAC al 31 de diciembre de 2018.

2/ Considera los costos asociados a los presupuestos cuya fecha de vigencia concluye en el año especificado.

3/ Los contratistas cuentan con 6 meses posteriores al fin de la vigencia del presupuesto para seguir reportando Costos.

4/ Las cifras pueden no sumar a la unidad debido al redondeo.

Adicionalmente, el Fondo verificó la activación del mecanismo de ajuste aplicable a la repartición de utilidad operativa de estos Contratos, es decir, la participación del Estado y del contratista sobre los ingresos netos. A diferencia de los Contratos bajo la modalidad de licencia, en producción compartida el mecanismo garantiza mayores ingresos al Estado en casos de rentabilidad extraordinaria, lo cual se refleja en una mayor participación del Estado sobre la utilidad operativa del proyecto. En el trimestre reportado no se activó el mecanismo de ajuste, por lo que la participación del Estado en la utilidad operativa continúa siendo el que fue determinado como resultado del proceso de licitación.

Con base en los elementos antes mencionados se realizó el cálculo de la distribución final de las contraprestaciones, es decir, cuánto del volumen producido en el periodo corresponde a cada una de las partes de los Contratos. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 14. Distribución final de las contraprestaciones en especie ^{1/}**

A favor de:	Petróleo	Condensados	Gas Natural	VCH
	Barriles		Millones de BTU	(millones de dólares)
Estado	1,507,910	19,185	1,055,018	105
Contratista	3,358,181	147,937	6,760,805	248
Total	4,866,091	167,122	7,815,823	353

1/La información corresponde a los Contratos: CNH-M1-EK-BALAM/2017, CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017, CNH-M3-MISIÓN/2018 Y CNH-M4-ÉBANO/2018.

Fuente: Cálculo del FMP con la información registrada en SIPAC.

De conformidad con lo estipulado en los Contratos de producción compartida: Ek-Balam, Santuario, Misión y Ébano, los contratistas deben entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le correspondan a la Nación para su venta⁵. Los detalles se presentan en la siguiente sección. Cabe mencionar que durante el trimestre ningún Contrato presentó extracción de hidrocarburos de pruebas.

5. COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS DEL ESTADO

Como se indicó los comercializadores del Estado, Trafigura y CFenergía, deben entregar al Fondo los ingresos por la venta de los hidrocarburos, una vez descontado el pago por los servicios de comercialización más el IVA que corresponda por dichos servicios.⁶

En ese sentido, durante el cuarto trimestre de 2018 los comercializadores recibieron el pago de sus comisiones, conforme a lo siguiente:

Tabla 15. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado ^{1/}
(Cifras en dólares)

Comercializador	Importe (Incluye IVA) ^{2/}
Trafigura ^{3/}	279,127
CFenergía ^{4/}	21,887
Total	301,014

1/ De los Contratos; RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario), RF-C050-2018-002 (Misión) y RF-C072-2018-040 (Ébano).

2/Los importes no incluyen I.V.A.

3/ Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

4/ Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

Asimismo, durante este periodo el Fondo recibió 1,721 millones de pesos por concepto de comercialización de hidrocarburos conforme a la siguiente tabla:

⁵ Cláusula 14.3 de los Contratos para la extracción de hidrocarburos suscritos entre los contratistas y la CNH.

⁶ Artículo 27 de la LISH y cláusula 10.4 de los contratos de comercialización de hidrocarburos del Estado.



Tabla 16. Ingresos por comercialización ^{1/}
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Importe^{2/}
Trafigura ^{3/}	1,659
CFEnergía ^{4/}	62
Total	1,721

1/ De los Contratos; RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario), RF-C050-2018-002 (Misión) y RF-C072-2018-040 (Ébano).

2/ Los importes no incluyen I.V.A.

3/ Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

4/ Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

Estos ingresos corresponden a los cuatro Contratos de producción compartida administrados por el Fondo que cuentan con producción comercial regular. Asimismo, de acuerdo a la información reportada por los comercializadores del Estado, estos ingresos están asociados a ventas de 1,350,455 barriles de hidrocarburos líquidos y 878,344 millones de BTU's durante el trimestre.

Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 229,751,972 pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por la Comisión⁷.

6. HONORARIOS FIDUCIARIOS PAGADOS AL BANCO DE MÉXICO

Estos honorarios se desglosan por concepto y cubren al Banco de México los gastos necesarios para la debida operación del Fondo que durante este trimestre ascendieron a 14,706,905 pesos, equivalente al 0.01% de los ingresos administrados por el Fondo, en atención a los principios de economía y eficiencia, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 17. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México
(Cifras en pesos)

Concepto	Total
Recursos Humanos	9,730,015
Costos de Ocupación	1,587,380
Tecnologías de la Información	1,006,371
Otros Gastos de Operación	354,601
Subtotal	12,678,367
IVA	2,028,539
Total	14,706,905

7. ESTADOS QUE MUESTRAN LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL FONDO

Se agregan los estados financieros como **anexo único** al presente informe.

⁷ Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 de los contratos de comercialización de hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del acuerdo para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo.

8. OTRAS ACTIVIDADES RELEVANTES

a. Registro en el Fondo de asignaciones y Contratos

La CNH solicitó al Fondo la inscripción de un Contrato resultante de la migración de una asignación de Pemex y de un contrato integral de servicios para la exploración y producción. Como parte de este proceso, dicha Comisión remitió al Fondo toda la documentación requerida, la cual incluye el formato de solicitud de inscripción, así como los instrumentos públicos en los que constan las facultades de los representantes de las empresas, entre otros. Con la documentación completa, el Fondo expidió la constancia de inscripción del Contrato y formalizó con el contratista los mecanismos para la entrega de recursos en efectivo al Fondo y para el uso del SIPAC.

Por lo que se refiere a las asignaciones, Pemex por resolución de la SENER solicitó al Fondo registrar la cancelación de 1 y la modificación de 12 títulos de asignación. Con la documentación completa, el Fondo expidió a favor de Pemex las constancias de inscripción correspondientes y actualizó sus registros para quedar como sigue:

Tabla 18. Instrumentos jurídicos inscritos al 31 de diciembre

Acto jurídico	Responsable de la inscripción/actualización	Número de actos jurídicos registrados
Contratos	CNH	111
asignaciones	asignatario/SENER	415 ⁸

b. Seguimiento a las revisiones de la ASF

- **“Evaluación de la política pública 1590 “Reforma Energética: Hidrocarburos”**

La evaluación concluyó sin haber detectado áreas de oportunidad para el Fondo lo cual se hizo constar mediante el informe de la evaluación número 1590-DE “Reforma Energética: Hidrocarburos”, emitido por la Dirección General de Auditoría de Desempeño al Desarrollo Económico de la ASF.

Sin perjuicio de lo anterior, la ASF señaló que el FMP ha cumplido con sus atribuciones, así como con sus obligaciones relacionadas con los ingresos derivados de la actividad en el sector.

La citada evaluación tuvo por objeto evaluar la política pública de energía, específicamente hidrocarburos, con motivo de la cuenta pública 2017, a efecto de determinar su pertinencia para atender el problema que le dio origen, la efectividad de sus actividades para cumplir con los objetivos y metas comprometidos, la cual tiene relación directa con el cúmulo de actividades institucionales que lleva a cabo el Fondo con base en las facultades que legalmente le fueron conferidas.

⁸ Cabe señalar que al inicio de operaciones del Fondo se tenían registrados 489 títulos de asignación. En virtud de diversas cancelaciones y modificaciones el número de asignaciones ha disminuido.

c. Calendario de transferencias ordinarias

En cumplimiento al artículo 16, fracción II, de la Ley del Fondo y a lo previsto en la cláusula Sexta, fracción III, de su contrato constitutivo, el 19 de diciembre de 2018 la SHCP en su carácter de Fideicomitente comunicó al Fiduciario el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2019, en el cual se establecen las fechas y las cantidades conforme a las cuales el Fondo deberá realizar las transferencias a los diversos fondos sectoriales y de estabilización, así como a la Tesofe.

Conforme a la Ley de Ingresos para el 2019 y el referido calendario, el monto de las transferencias asciende a 520,665 millones de pesos.

Asimismo, dicho calendario establece que el mecanismo de fondeo de los honorarios fiduciarios para cubrir el gasto de operación 2019, aprobado por el Comité el 26 de octubre de 2018, sea en términos del Lineamiento Tercero de los “Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación”, aprobados por el referido órgano colegiado en sesión del 26 de abril de 2018.

d. Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación

En cumplimiento al lineamiento Cuarto de los “Mecanismos de Financiamiento del Gasto de Operación del Fondo” (Mecanismos), aprobados por el Comité en sesión del 27 de abril de 2018, se informa que el estimado a acumular por concepto de intereses es de \$80,129,911 pesos.

Cabe señalar que de conformidad con el lineamiento Tercero de los citados Mecanismos, una vez alcanzado dicho importe, los intereses que se generen por lo que resta del ejercicio serán transferidos a la Tesofe en las fechas señaladas en el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2019 que emitió la SHCP.

e. Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco

En cumplimiento a la disposición Quinta de los “Lineamientos para evitar conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario” (Lineamientos), aprobados por el Comité el 8 de diciembre de 2014, se informa que durante el ejercicio 2018 el Banco de México y el Fondo suscribieron, el 19 de septiembre de 2018, el “Contrato de depósito bancario de dinero a la vista con interés y de comisión mercantil”.

Dicho contrato se suscribió bajo los estándares que utiliza el Banco de México con todas sus contrapartes, por lo que las contraprestaciones establecidas en el referido acto jurídico están referidas a condiciones de mercado y no implican un perjuicio al patrimonio del Fideicomiso, por lo que se cumplió cabalmente con los referidos Lineamientos.

f. Transparencia y acceso a la información pública**i. Resultados de la verificación realizada por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) respecto al cumplimiento de las obligaciones de transparencia**

El 10 de enero de 2019 el INAI notificó al Fondo los resultados finales de la verificación realizada respecto al cumplimiento de las obligaciones de transparencia previstas en el artículo 77 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LGTAIP).

Cabe señalar que durante el trimestre el Fondo atendió en tiempo y forma las propuestas de mejora que el INAI le notificó el pasado 8 de octubre de 2018. Con motivo las acciones realizadas por el Fondo, el INAI otorgó al Fondo una calificación final de cien (100) puntos porcentuales en el Índice Global de Cumplimiento en Portales de Transparencia, destacando que cumplió integralmente con las obligaciones de transparencia que le corresponden.

ii. Obligaciones de transparencia

El Fondo continúa cumpliendo con sus obligaciones legales de publicación de la información prevista en los artículos 77 de la LGTAIP y 73, fracción V, LFTAIP.

iii. Atención a solicitudes de acceso a la información

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a las 8 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, sin que hubiera emitido reserva alguna, respecto de los siguientes temas: **a)** presupuesto del Fondo; **b)** contrataciones administrativas de recursos humanos y materiales del FMP, y **c)** plazos y formatos para el registro de información en el SIPAC.

iv. Acciones de difusión de los objetivos del Fondo

Con el fin de reforzar la comunicación de los objetivos del Fondo, se realizaron las siguientes acciones:

En primer lugar, en la página de Internet del Fondo se creó una nueva sección denominada “Reportes e Iniciativas de Transparencia”, la cual tiene por objeto difundir información sobre las diversas acciones realizadas por el Fondo en materia de rendición de cuentas y transparencia de sus actividades. En dicha sección se puede encontrar, entre otras cosas, el reporte realizado por el Fondo Monetario Internacional sobre la transparencia fiscal del Estado Mexicano que incluye al FMP, así como la liga a la página de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas, con la que el Fondo colabora proporcionando estadísticas mensualmente.

Por otra parte, en seguimiento al acuerdo del Comité tomado en la sesión del pasado 23 de agosto de 2018, respecto a reforzar la política de comunicación respecto de los fines del Fondo a efecto de contribuir con una narrativa clara ante la sociedad mexicana, el Fondo incorporó en su página de internet 111 fichas generales que señalan las principales características de los Contratos y la ubicación de las áreas contractuales adjudicadas a cada uno de éstos. Adicionalmente, se encuentran publicadas 34 fichas específicas con información técnica y económica de los Contratos, de las cuales 17 fueron incorporadas este trimestre.

Finalmente, con la finalidad de reforzar la comunicación al público en general respecto de los principales objetivos del Fondo, se buscará incorporar materiales audio visuales tanto en la página de internet del propio Fondo, así como en la cuenta de Twitter.

g. Talleres para contratistas

Con la finalidad de promover la capacitación continua de los contratistas en temas relacionados con los procesos operativos, en diciembre el Fondo realizó el taller denominado “Operación Inicial de Contratistas con el Fondo Mexicano del Petróleo” con la finalidad de explicar y resolver dudas relacionadas con los fines y facultades del Fondo, particularmente los temas relativos a: **a)** poderes para actuar ante el Fondo; **b)** inscripción de los Contratos en el registro que lleva el Fideicomiso; **c)** procesos y tiempos de pagos; **d)** operaciones financieras ante el Fondo, y **e)** suministro de información en el SIPAC.

Asimismo, en el mismo mes de diciembre se realizó el taller denominado “Registro de Costos, Gastos e Inversiones” referente: **a)** especificaciones para el llenado de las plantillas correspondientes; **b)** fechas y formas para el envío de la información, y **c)** envío de documentación.

h. Publicación de estadísticas

En cumplimiento de las obligaciones legales en materia de transparencia y rendición de cuentas, durante el trimestre el Fondo realizó la publicación de un total de 99 series estadísticas y cuadros analíticos

Asimismo, se publicó en el portal de estadísticas del Fondo un panel resumen con la información más relevante y que resume las más de 2,800 series que se publican mes a mes. Para tal efecto, se consideraron 4 grandes conceptos: **i)** producción; **ii)** comercialización; **iii)** inversiones, y **iv)** pagos asociados a la producción.



Tabla 19. Resumen de las estadísticas publicadas por el Fondo a octubre 2018

Resumen de las estadísticas publicadas por el Fondo correspondientes a: octubre 2018		Pemex Asignatario	Empresas privadas y Pemex a partir de la Reforma (Contratos)	
			Producción compartida	Licencia
I. Producción	Petróleo	1,679 miles de barriles día	53.4 miles de barriles día	13.3 miles de barriles día
	Participación en la producción nacional de petróleo ¹²	96.2%	3.1%	0.8%
	Gas natural	3,774 millones de PCD	85.4 millones de PCD	71.8 millones de PCD
	Participación en la producción nacional de gas natural ¹²	96.0%	2.2%	1.8%
II. Comercialización	Petróleo	ND	53.4 miles de barriles día	13.2 miles de barriles día
	Gas natural	ND	79.6 millones de PCD	70.7 millones de PCD
	Ingresos por la venta de hidrocarburos del Estado	81.0 miles de millones de pesos	449 millones de pesos ¹³	NA
III. Inversiones	Inversiones registradas (acumulado anual)	195.8 miles de millones de pesos	119.2 millones de dólares	Información disponible sólo por contrato
IV. Pagos asociados a la producción	Pagos al Estado	41.2 miles de millones de pesos	38.2 millones de dólares ¹⁴	13.9 millones de dólares

Fuente: Elaborado con información enviada al FMP a través de SIPAC
PCD: Pies cúbicos diarios
¹¹ A menos que se indique lo contrario, las cifras expresan flujos mensuales.
¹² Las cifras pueden no sumar a la unidad debido al redondeo.
¹³ Para producción compartida la información está rezagada dos meses en términos de los contratos de comercialización.
¹⁴ Cifra calculada considerando los pagos en especie y su valor contractual de acuerdo con los términos de los contratos.