

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
julio-septiembre 2019**

Ciudad de México, 30 de octubre de 2019



INFORME TRIMESTRAL JULIO-SEPTIEMBRE 2019

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 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.



Contenido

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	4
1.1. Ingresos	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos.....	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos	5
1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación y a los fondos de estabilización y sectoriales	7
1.3. Registro del Fiduciario.....	9
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	11
2.1. Administración de la cartera de inversión	11
a. Condiciones económicas	11
b. Desempeño de la cartera de inversión	15
2.2. Administración de riesgos.....	17
a. Cumplimiento de límites de riesgo	17
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión.....	19
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS	20
3.1. Contratos de licencia	24
3.2. Contratos de producción compartida	27
4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	32
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México	32
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo	32
4.3. Otras actividades relevantes	32
a. Fiscalización del Fondo	32
b. Transparencia y acceso a la información pública	33

En cumplimiento al plan de trabajo y al gasto de operación para el ejercicio 2019, aprobados por el Comité Técnico (Comité) en sesión del 26 de octubre de 2018, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (en lo sucesivo indistintamente “Fondo” o “FMP”) realizó durante el tercer trimestre de 2019 las siguientes actividades:

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. 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, los cuales 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, mismos que durante el trimestre ascendieron a 92,928 millones de pesos.¹

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 83.0% de los ingresos, mientras que los derechos de extracción el 16.7% y los de exploración el 0.3%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el tercer trimestre del año representan una disminución de 32% respecto al mismo periodo del ejercicio 2018, como se muestra en la siguiente tabla:

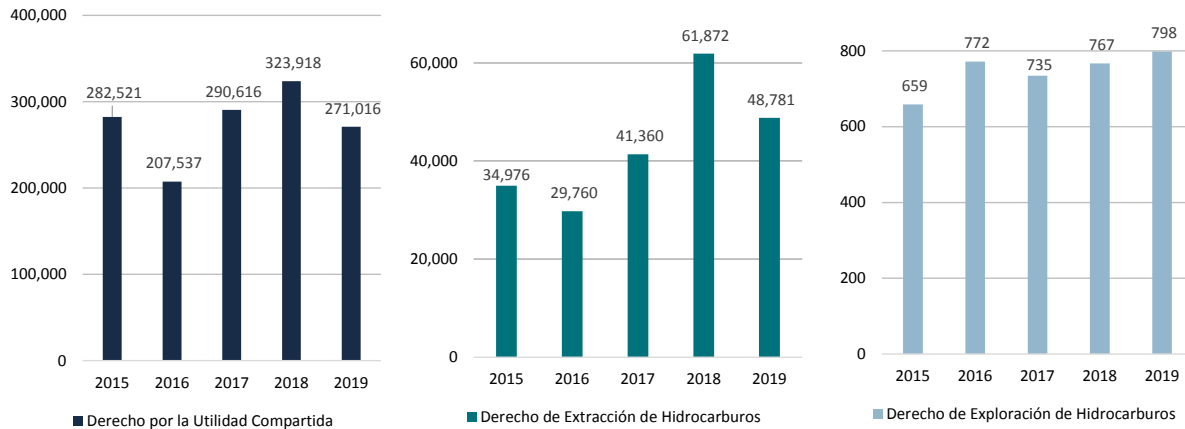
Tabla 1. Ingresos por asignaciones
julio – septiembre
(Cifras en millones de pesos)

	julio - septiembre 2018	julio - septiembre 2019	Δ % (2019 vs. 2018)
Derecho por la Utilidad Compartida	114,360	77,168	-33%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	22,902	15,494	-32%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	257	266	4%
Total	137,519	92,928	-32%

Para efectos comparativos, en la gráfica 1 se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al periodo de enero a septiembre de los ejercicios 2015 a 2019:

^{1/} Artículo 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

Gráfica 1. Ingresos por asignaciones
 enero – septiembre
 (Cifras en millones de pesos)



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 los siguientes ingresos 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, y **e)** Por comercialización de hidrocarburos³, de acuerdo con lo siguiente:

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

³ Se refiere a los ingresos por las regalías base y la participación en la utilidad operativa que el Fondo recibe por parte del comercializador del Estado derivado de la venta de los hidrocarburos prevista en los contratos de producción compartida.



Tabla 2. Ingresos por contratos y comercialización^{1/}
julio – septiembre
(Cifras en millones)

	Pesos	Dólares
Cuota exploratoria	362	
Regalía Adicional		30
Regalía Base		9
Penas convencionales^{2/}		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular		101
Ingresos netos de comercialización para hidrocarburos extraídos durante pruebas		1
Total	362	140

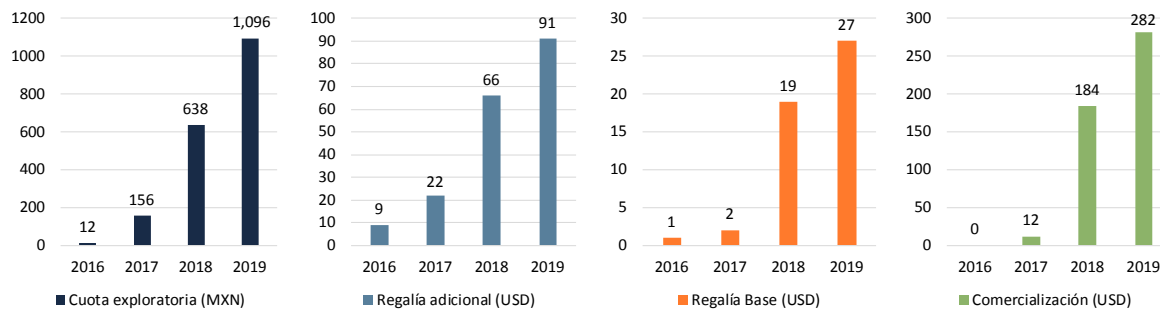
^{1/} En términos de lo estipulado en los contratos algunas contraprestaciones a favor del Estado son pactadas en dólares de los Estados Unidos de América (dólares) y pueden ser solventadas en su equivalente en pesos, con fundamento en el artículo 8º de la Ley Monetaria de los Estados Unidos Mexicanos 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). Los montos pueden no coincidir por redondeo.

^{2/} Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 34,638 dólares

Destaca que los ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular representó un aumento de 45% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

Las siguientes gráficas muestran la evolución de los recursos recibidos durante el periodo enero a septiembre de los ejercicios 2016 a 2019:

Gráfica 2. Ingresos por contratos
enero – septiembre
(Cifras en millones de pesos y de dólares de los EE.UU.)





1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los fondos de estabilización y sectoriales

El Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones y contratos, incluyendo en estos últimos los entregados por la 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 con las fechas y cantidades establecidas en el calendario determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)⁴, conforme a lo siguiente:

Tabla 3. Transferencias ordinarias^{1/}
julio - septiembre
(Cifras en millones de 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	1,146
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	7
VI. Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	94,917
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	67
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 PIB	94,850
Total	96,070

^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe ascendieron a un total de 96,070 millones de pesos, acumulando así un total de 329,472 millones de pesos en lo que va del año, equivalentes al 1.3% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica para el ejercicio 2019. Al cierre de septiembre del presente año, el monto acumulado fue menor en 63,985 millones de pesos a lo estimado en el calendario de la SHCP para los primeros 9 meses del año. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2019 anticipa transferencias por 520,665 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 2.1% del PIB.

⁴ Artículos transitorios Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), 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.



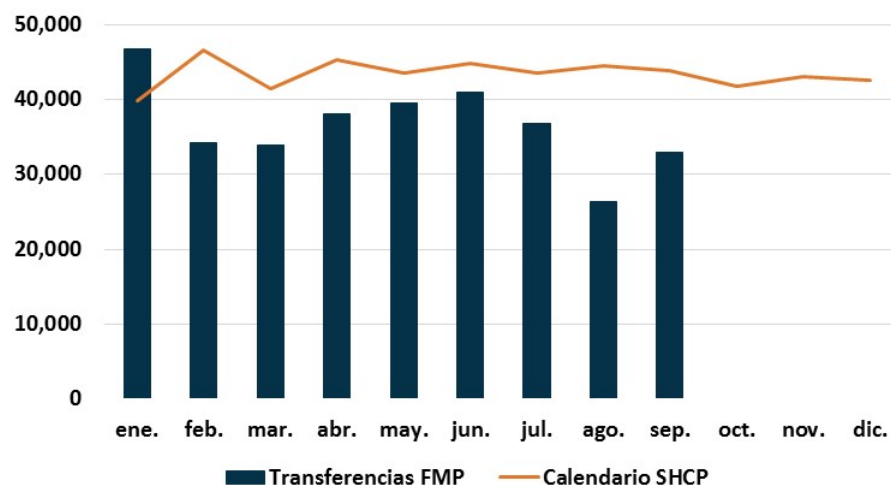
Tabla 4. Transferencias ordinarias respecto a los montos establecidos en el calendario de la SHCP^{1/}
enero - septiembre
 (Cifras en millones de pesos)

	Montos establecidos Calendario SHCP	Transferencias realizadas
I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	11,455	11,455
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	3,332	3,332
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	3,423	3,423
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	3,384	3,384
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	2,200	2,200
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	508	508
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	677	677
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	20	20
VI. Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	371,843	307,858
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	201	201
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 PIB	371,642	307,657
Total	393,457	329,472

^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

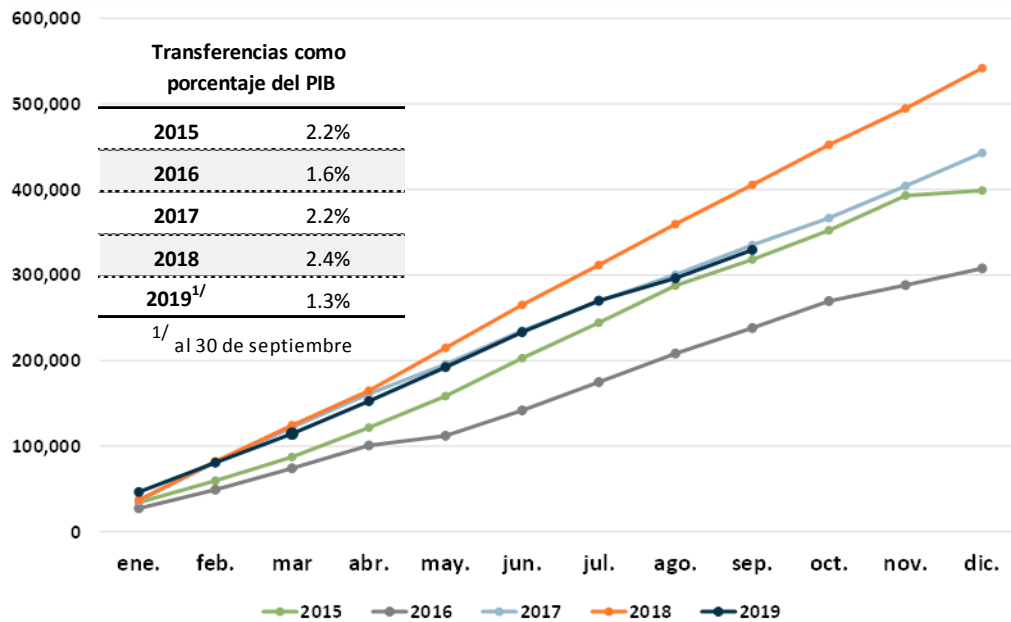
La gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario determinado por la SHCP. La diferencia se explica debido a menores ingresos por concepto de los derechos derivados de las asignaciones ante la disminución de la plataforma de producción, así como por estímulos fiscales a Pemex, que permiten a dicha empresa mayores tasas de deducción de costos .

Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP
 (Cifras en millones de pesos)



Para efectos comparativos, la siguiente gráfica muestra las transferencias ordinarias acumuladas de los ejercicios 2015 a 2019, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB de CGPE, correspondiente a cada ejercicio.

Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año
(Cifras en millones de pesos)



1.3. Registro del Fiduciario

Durante el tercer trimestre de 2019, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de los convenios modificatorios de 4 contratos, para lo cual remitió la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que la documentación enviada por la CNH estuviera completa y cumpliera con los requisitos para su inscripción y procedió a emitir las respectivas constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía autorizó a Pemex la modificación de 10 títulos de asignación y 2 cancelaciones, por lo que esta empresa envió al Fondo la documentación completa para su registro. El Fondo expidió a favor de Pemex la constancia de inscripción correspondiente.



Al cierre del trimestre, el registro del fiduciario se integra de los contratos y asignaciones siguientes:

Tabla 5. Contratos inscritos al 30 de septiembre de 2019

Ronda	Contratos en Exploración		Contratos en Producción		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	2	14	3	18	37
Dos	10	33	-	7	50
Tres	16	-	-	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
Total	28	48	7	28	111

Tabla 6. Asignaciones inscritas al 30 de septiembre de 2019

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	258
Asignación de exploración	110
Asignación de resguardo	45
Total	413

Fuente: FMP con datos de la CNH.

2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

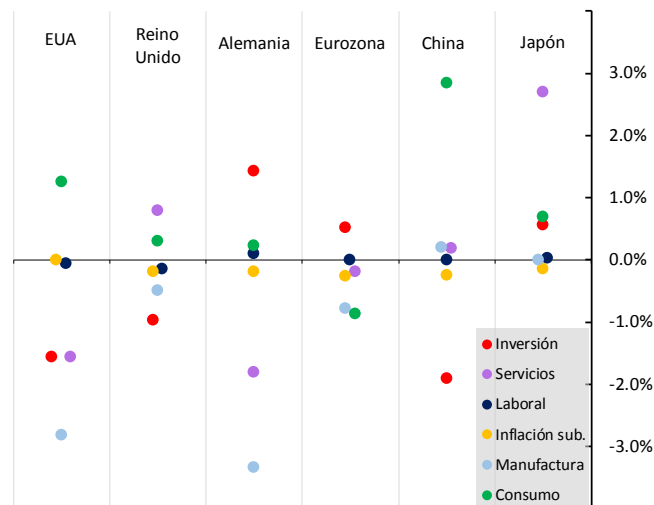
a. Condiciones económicas

Durante el tercer trimestre de 2019 el comportamiento de los mercados financieros internacionales estuvo marcado por: **i)** las tensiones comerciales entre Estados Unidos (EE.UU.) y China; **ii)** la moderación en el ritmo de crecimiento de la economía global, particularmente en Europa, así como en algunos países emergentes, y **iii)** un relajamiento adicional en las posturas monetarias de diversos bancos centrales.

Por lo que toca a las tensiones comerciales, la relación comercial entre EE.UU. y China se deterioró durante el trimestre ante la imposición por parte del gobierno de los EE.UU. de nuevos aranceles a productos chinos con valor de \$300 mil millones de dólares a una tasa de 10%. Ante ello, China anunció medidas recíprocas que se tradujeron en la imposición de aranceles a productos provenientes de EE.UU. con valor de \$75 mil millones de dólares a una tasa de entre 5% y 10%.

Lo anterior, ha tenido un impacto adverso sobre ambas economías, particularmente afectando al sector manufacturero y a la inversión. Por su parte, en Europa se ha acentuado la debilidad económica, en parte debido al riesgo de una salida sin acuerdo del Reino Unido de la Unión Europea. Con ello las perspectivas de crecimiento global continúen revisándose a la baja. Destaca que el consumo privado en los EE.UU. ha mantenido su fortaleza y es el sector que contribuye más al crecimiento de la economía norteamericana.

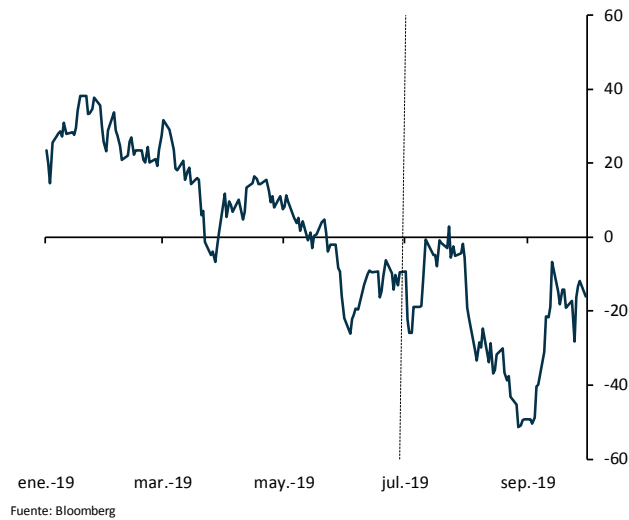
Gráfica 5. Indicadores por sector económico para países seleccionados
(Cambio porcentual t/t)



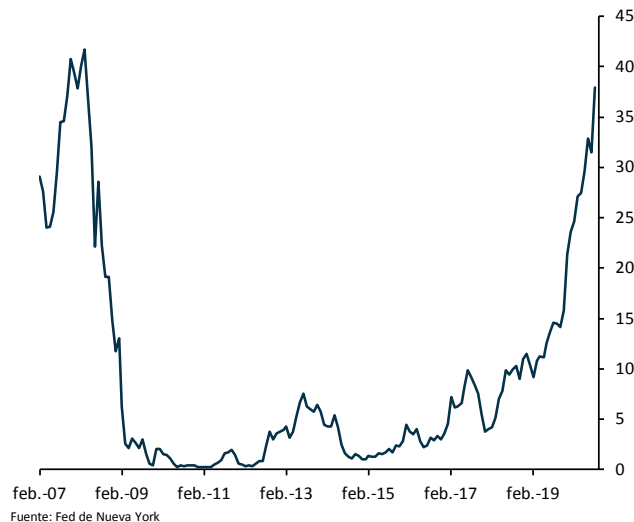
Fuente: Elaboración FMP con datos de Bloomberg

Bajo estas circunstancias la curva de rendimiento de las notas del Tesoro americano se ha mantenido invertida, es decir, los sectores de menor plazo a vencimiento ofrecen tasas más elevadas que las de largo plazo, situación que es comúnmente asociada con periodos de recesión económica (gráfica 6). En este mismo sentido, de acuerdo con un indicador del Banco de la Reserva Federal de Nueva York (FRBNY por sus siglas en inglés), el cual calcula la probabilidad de una recesión en EE.UU. basado en el diferencial antes referido, la probabilidad de que en los próximos 12 meses ocurra una recesión ha aumentado recientemente alcanzando niveles cercanos al 40% de probabilidad, el cual representa el nivel máximo desde la recesión de 2008 (gráfica 7).

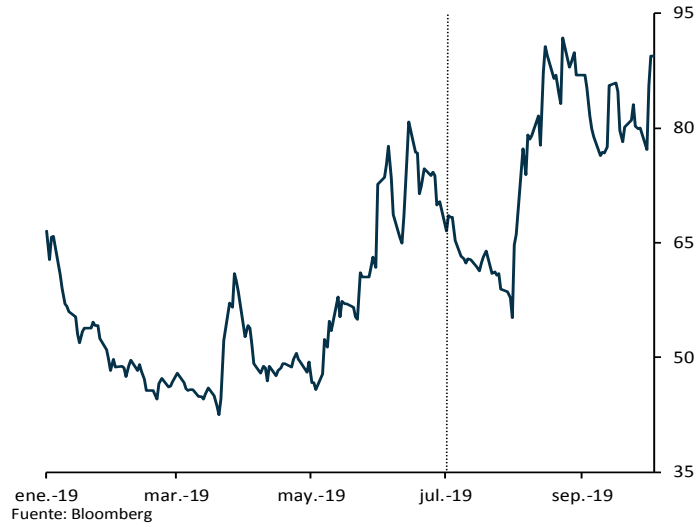
Gráfica 6. Diferencial entre las tasas de las notas del Tesoro americano de 3 meses y 10 años
(Cifras en puntos base)



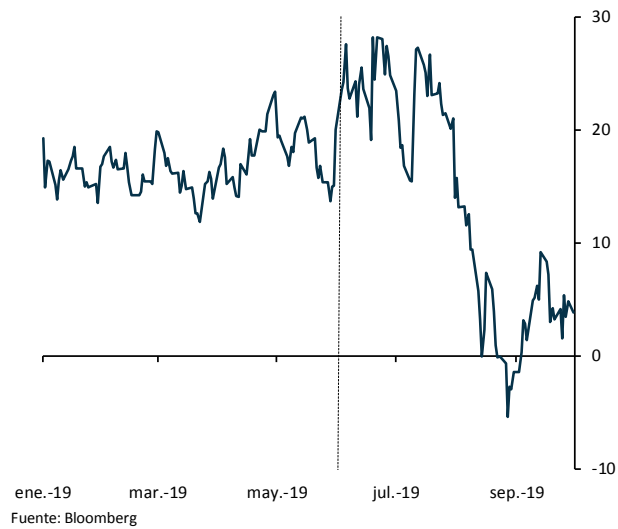
Gráfica 7. Probabilidad de un recesión en EE.UU. en los siguientes 12 meses según el FRBNY
(Cifras en porcentaje)



Gráfica 9. Índice de volatilidad de las notas del Tesoro americano
(Cifras en puntos base)

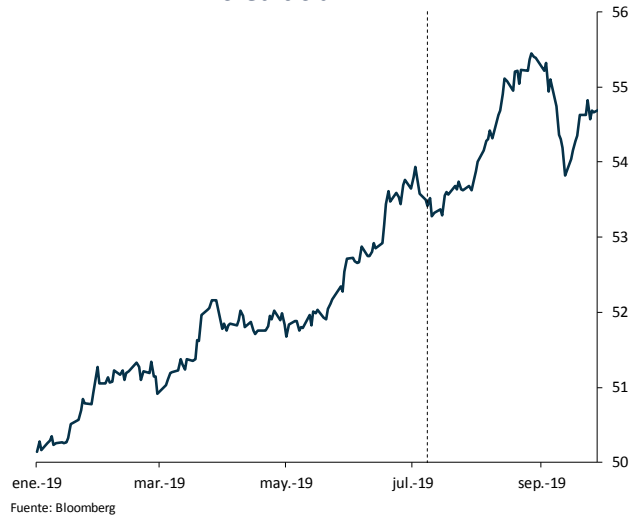


Gráfica 10. Diferencial entre las notas del Tesoro americano de 2 y 10 años
(Cifras en puntos base)



A su vez, la disminución en las tasas de las notas del Tesoro de largo plazo resultó en una mayor demanda por deuda corporativa de alto grado de inversión.

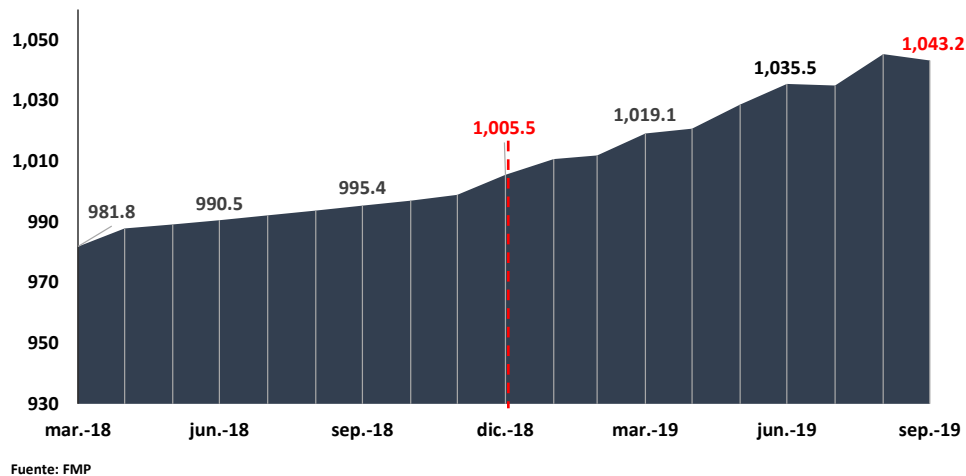
Gráfica 11. Índice de deuda corporativa de calificación crediticia AAA-A



b. Desempeño de la cartera de inversión

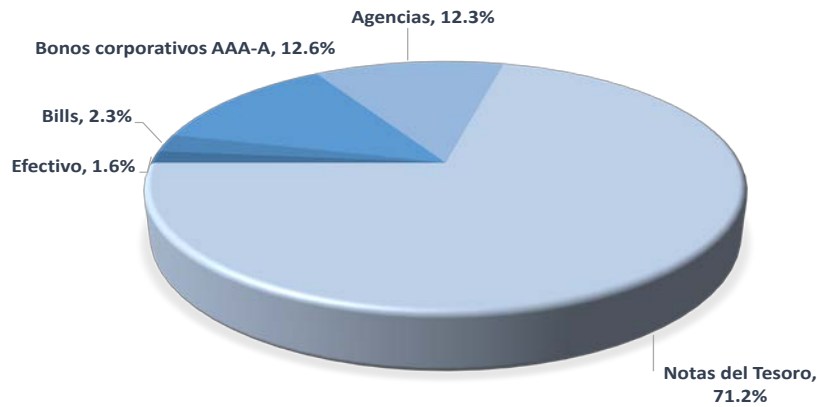
Bajo este entorno de aversión al riesgo y de alta volatilidad en los mercados de renta fija, la cartera de inversión de la reserva generó un rendimiento de 0.75% durante el trimestre, 6 puntos base por debajo de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la reserva se ubicó en 1,043.2 millones de dólares. Así, en lo que va del año, dicha cartera acumula ganancias de aproximadamente 38 millones de dólares, lo que equivale a un rendimiento anualizado de 5.04%.

Gráfica 12. Valor de la reserva del Fondo
(Cifras en millones de dólares)



La composición de la cartera al cierre del periodo se ajusta a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera de inversión del Fondo son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos de entre 2 a 3 años en promedio.

Gráfica 13. Composición de la cartera de inversión al cierre de septiembre 2019

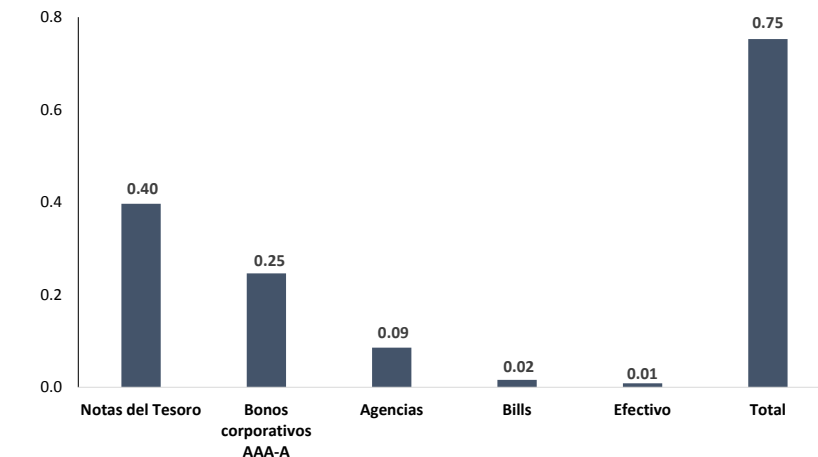


Rendimiento a vencimiento (%)	1.8
Duración (años)	2.5

Fuente: FMP

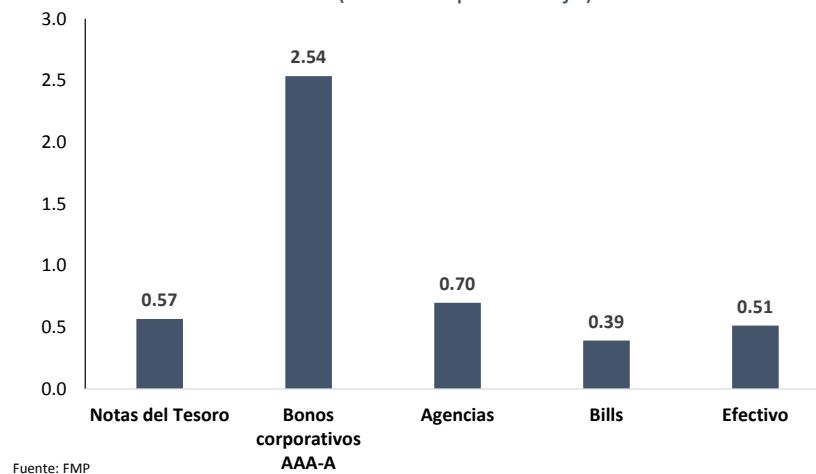
El rendimiento de la cartera de inversión se explica en gran medida por el desempeño de las notas del Tesoro americano, siendo los instrumentos que más contribuyeron al rendimiento, aportando 40 puntos base del rendimiento total. Como se explicó anteriormente, esto responde a la caída que presentaron las tasas de las notas del Tesoro durante el periodo, particularmente por lo que se refiere al segmento de corto plazo que es el que compone la cartera parámetro. Asimismo, el desempeño de los bonos corporativos fue de 25 puntos base del total del rendimiento de la cartera, a pesar de que representan tan solo el 10% de la misma (gráficas 14 y 15).

Gráfica 14. Contribución al rendimiento por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

Gráfica 15. Rendimiento trimestral por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)

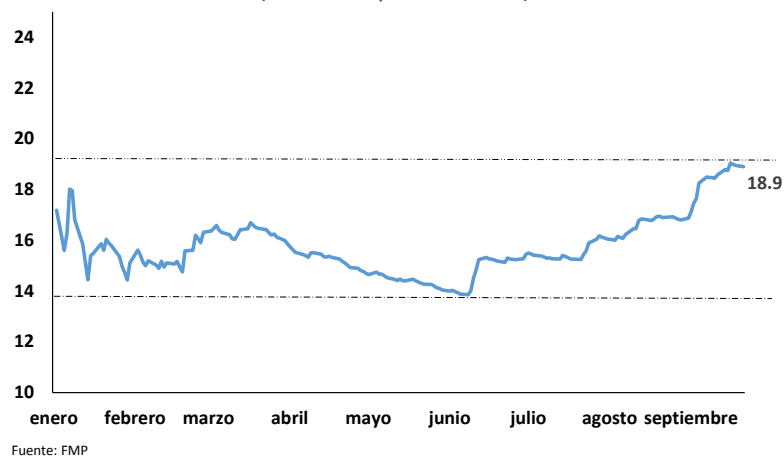


2.2. Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*⁵ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 18.9 puntos base (gráfica 16) por debajo del límite máximo permitido que es de 50 puntos base. Aunque dicha métrica osciló en un rango de entre 14 y 19 puntos base, se observó un alza a lo largo del tercer trimestre debido por un lado al incremento significativo en la volatilidad en los mercados financieros, así como por las estrategias de inversión implementadas, las cuales implicaron desviaciones en la composición y duración entre las referidas carteras.

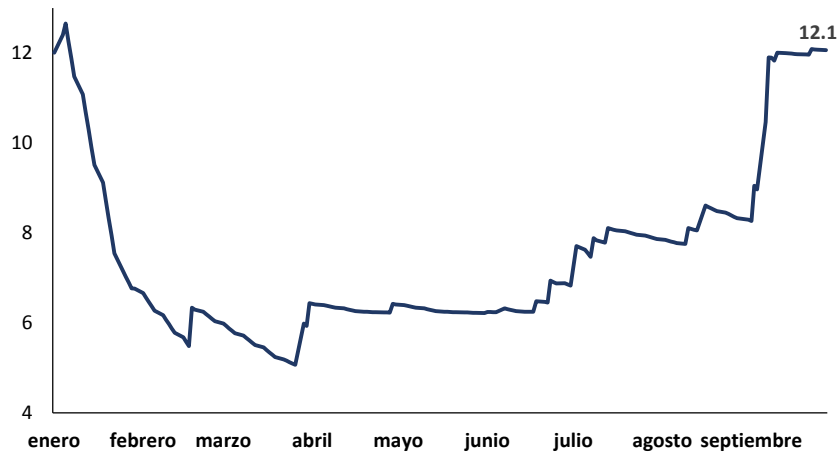
Gráfica 16. Tracking Error de la cartera de inversión
(Cifras en puntos base)



⁵ El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son puntos base.

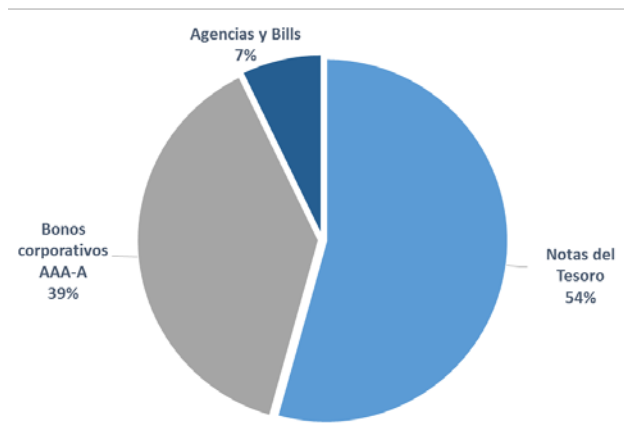
Por otra parte, el Valor de Riesgo⁶ (VaR) histórico al cierre del trimestre se ubicó en 12.1 puntos base (gráfica 17) contra 7 puntos base al cierre del trimestre anterior, lo que implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 1.2 millones de dólares en un día con una probabilidad del 95%. Adicionalmente, las notas del Tesoro fueron el activo que aportó la mayor contribución al VaR total de la cartera de inversión con alrededor del 54%, seguidos por los bonos corporativos que mostraron con una contribución del 39%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 7% del VaR total de la cartera de inversión (gráfica 18).

Gráfica 17. VaR histórico de la cartera de inversión
(Cifras en puntos base)



Fuente: FMP

Gráfica 18. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión



Fuente: FMP

⁶ El Valor de riesgo o VaR (por sus siglas en inglés) es una medida utilizada para cuantificar las pérdidas potenciales en un periodo determinado y con una cierta probabilidad (en este caso, con probabilidad de 95%).

**b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión**

La PIARF establece una calificación crediticia mínima para los valores de renta fija que pueden conformar la cartera de inversión, así como para las contrapartes con las que el Fondo puede realizar operaciones financieras. Al respecto, el Fondo cumplió a lo largo del trimestre con dichos lineamientos y tanto los instrumentos de inversión, como las contrapartes con las cuales llevó a cabo sus operaciones se adecuaron en todo momento a las referidas calificaciones mínimas. A continuación se muestra la composición de los instrumentos por nivel de calificación crediticia al 30 de septiembre.

Tabla 7. Desglose de los instrumentos que conforman la cartera de inversión por calificación crediticia.

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
76%	12%	10%	0%	2%

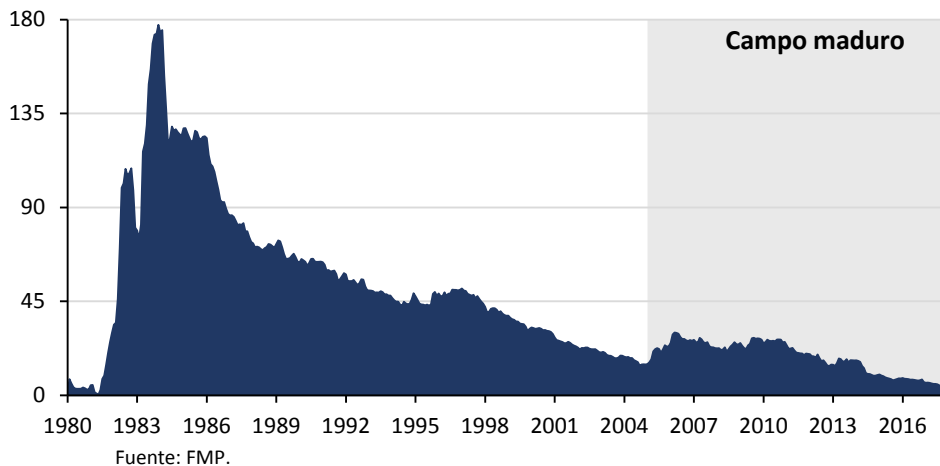
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Al cierre del tercer trimestre de 2019, el Fondo llevó a cabo la administración de los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos los cuales son resultado tanto de las licitaciones efectuadas por la CNH como de las migraciones que Pemex ha hecho de sus asignaciones. Los primeros contratos surgieron en 2015 y de entonces a la fecha, la producción acumulada de dichos contratos asciende a 49 millones de barriles de petróleo, 1.5 millones de barriles de condensados y 124 billones de BTU's de gas natural.

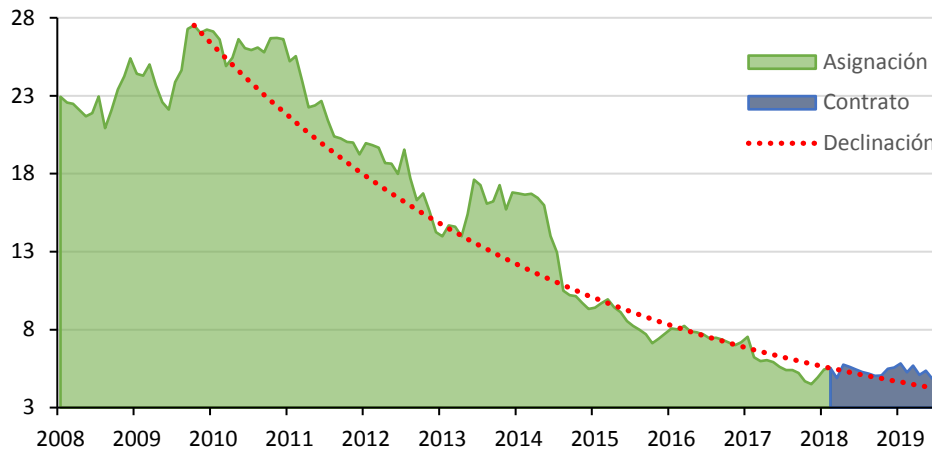
Cabe mencionar que algunos de estos campos contaban con producción al momento de su licitación o de su migración y en su mayoría eran campos maduros que se encontraban en la fase de rendimientos decrecientes y con una importante tasa de declinación, lo que se explica por la pérdida de presión natural en los yacimientos. Bajo estas condiciones el principal objetivo de los operadores es revertir la tasa de declinación y lograr mayores tasas de recuperación con base en inversiones en infraestructura y tecnologías, extendiendo así la vida de los campos. Como resultado de las inversiones realizadas por los contratistas, en muchos de los contratos se ha observado una reducción en la tasa de declinación de los campos y en algunos casos se ha logrado revertir la tendencia.

Un ejemplo de un contrato con esas características es Cárdenas-Mora, el cual es resultado de una asociación estratégica firmada en marzo de 2018 entre Pemex y la empresa privada Petrolera Cárdenas Mora (Cheiron Holdings Limited). En este caso, la inversión que se ha realizado en el campo ha permitido una recuperación en el nivel de producción y se logró detener la tasa de declinación observada desde el último pico de producción aún en la etapa de asignación (Gráfica 20).

Gráfica 19. Producción de Cárdenas-Mora
(Cifras en miles de barriles día)



Gráfica 20. Producción de Cárdenas-Mora
(Cifras en miles de barriles día)

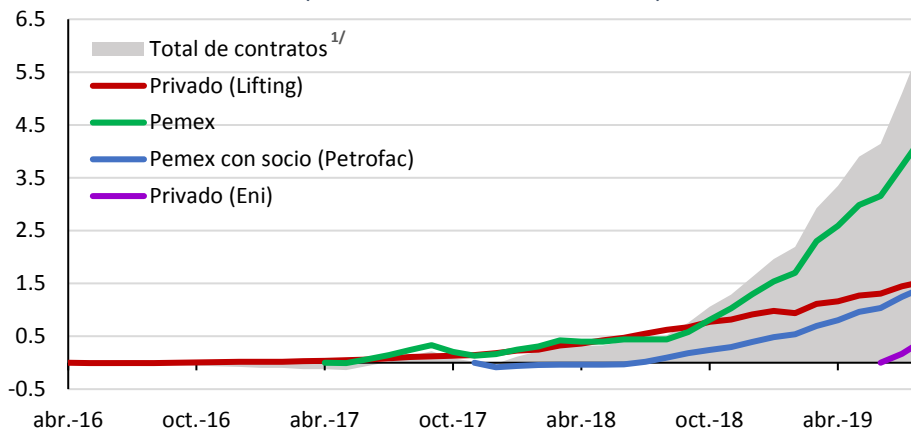


Fuente: FMP.

A continuación se muestra cual es la producción adicional que se ha logrado obtener de aquellas áreas productoras que se encontraban en una etapa madura al momento de su incorporación al esquema de contratos. La producción marginal se entiende como la diferencia entre el volumen producido cada mes bajo el esquema de contrato con respecto al volumen que en promedio produjeron dichas áreas durante los últimos tres meses en que operaron como asignación.

La producción marginal acumulada desde mayo de 2016 suma más de 5 millones de barriles. Entre los casos más destacables se encuentran: **i)** Pemex con el campo Ek-Balam; **ii)** Pemex y Petrofac con el campo Santuario-El Golpe, y **iii)** Lifting con el campo Cuichapa Poniente (Gráfica 21). Adicionalmente, se incluye a la empresa ENI, con el campo Amoca-Miztón-Teocalli, el cual no operó bajo el esquema de asignación, pero entró en etapa de producción regular en julio de este año.

Gráfica 21. Producción marginal acumulada de los contratos
(Cifras en millones de barriles)



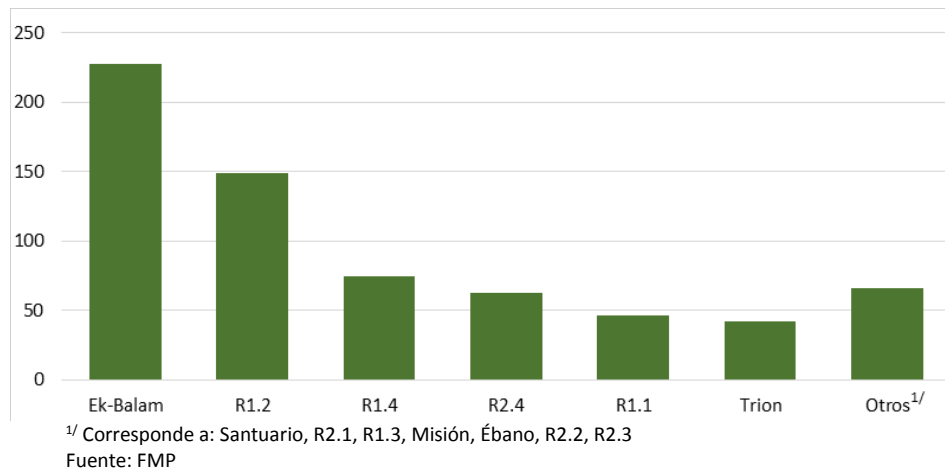
^{1/} Contempla a todos los contratos con producción comercial regular.

Fuente: FMP.

Este incremento en la producción es resultado de las inversiones que han llevado a cabo las empresas en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, la cual ascendió a 668 mdd durante el tercer trimestre de 2019.

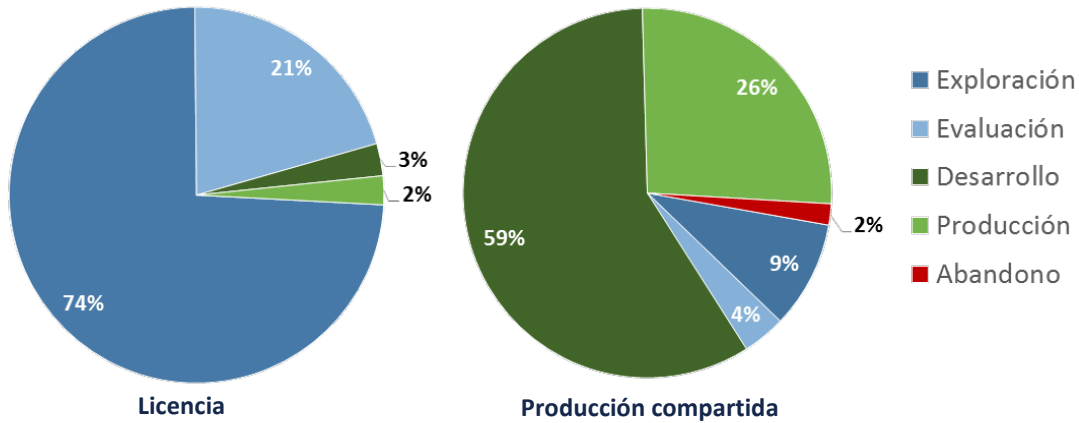
En la gráfica 22 se muestran los montos registrados en el trimestre por las empresas distinguiendo de acuerdo a la ronda licitatoria o al campo al que corresponden.

Gráfica 22. Montos de inversiones y costos registrados en SIPAC^{1/}
julio-septiembre
(Cifras en millones de dólares)



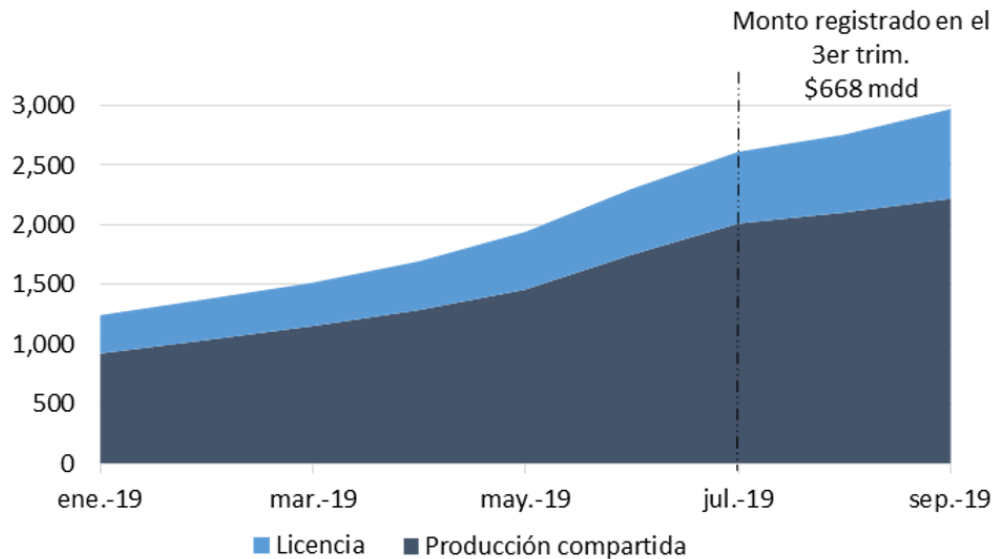
Del monto total de inversiones y costos señalado anteriormente, los contratos de licencia reportaron 199 mdd, mientras que los contratos de producción compartida reportaron 468 mdd. Las referidas cantidades se encuentran asociadas a actividades de exploración, evaluación, desarrollo, producción y abandono. En la gráfica 23 se muestra la composición de las inversiones y costos registrados en el SIPAC durante el trimestre por tipo de contrato. Cabe mencionar que para los contratos de licencia estos importes están asociados principalmente a actividades de exploración (74%) y para los contratos de producción compartida a actividades de desarrollo (59%).

Gráfica 23. Composición de los montos registrados en SIPAC por actividad



Durante el 2019 se han registrado en el SIPAC un total de 1,825 mdd de inversiones y costos por las empresas a cargo de los contratos, por lo que el acumulado desde 2015 alcanza 2,971 mdd.

Gráfica 24. Montos acumulados de inversiones y costos registrados en SIPAC
(Cifras en millones de dólares)



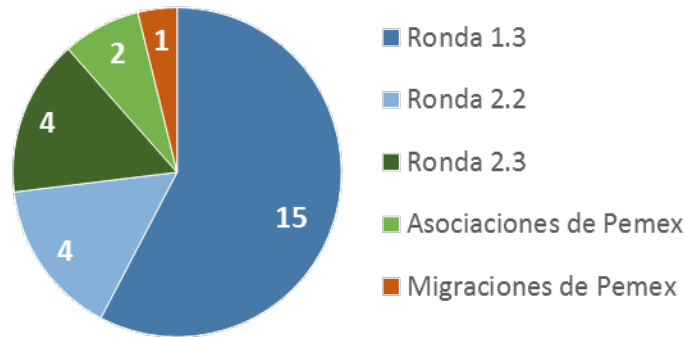
Fuente: FMP

Cabe recordar que en los contratos no existe garantía alguna por parte del Estado del éxito del proyecto, por lo cual los costos incurridos durante las actividades de exploración y evaluación, así como las inversiones realizadas durante el desarrollo de las áreas contractuales corren exclusivamente por cuenta de las empresas, es decir el Estado no incurre en ningún riesgo.

3.1. Contratos de licencia

Durante el periodo, 26 de los 76 contratos de licencia produjeron al menos alguno de los hidrocarburos siguientes: **i)** petróleo; **ii)** gas natural, y **iii)** condensados. En particular, para 11 contratos se registró producción de petróleo y para 24 de gas natural.

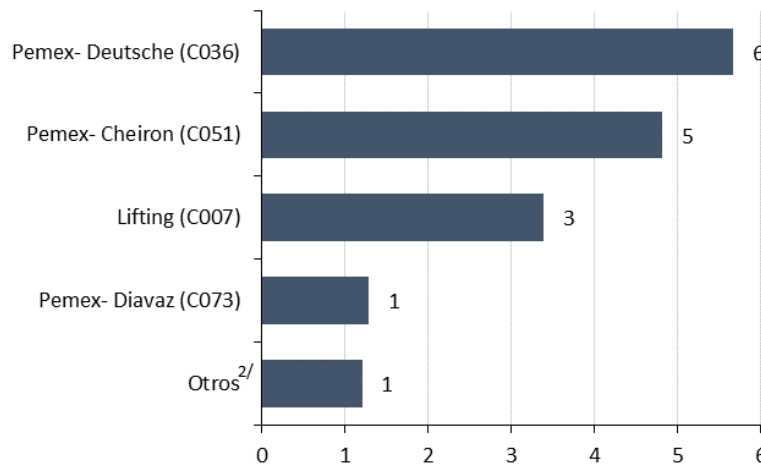
Gráfica 25. Número de contratos de licencia con producción



Fuente: FMP

Con base en la información de volúmenes registrada por la CNH⁷, se reportó una producción promedio diaria de 16 mil barriles de petróleo y 93 millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representa máximos históricos de producción.

Gráfica 26. Promedio diario de extracción de petróleo^{1/2/3/}
julio-septiembre
(Cifras en miles de barriles día)



^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre 2019.

^{2/} Corresponde a los contratistas: Jaguar (C045), Renaissance (C014), Diavaz (C013), y Tonalli (C024)

^{3/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

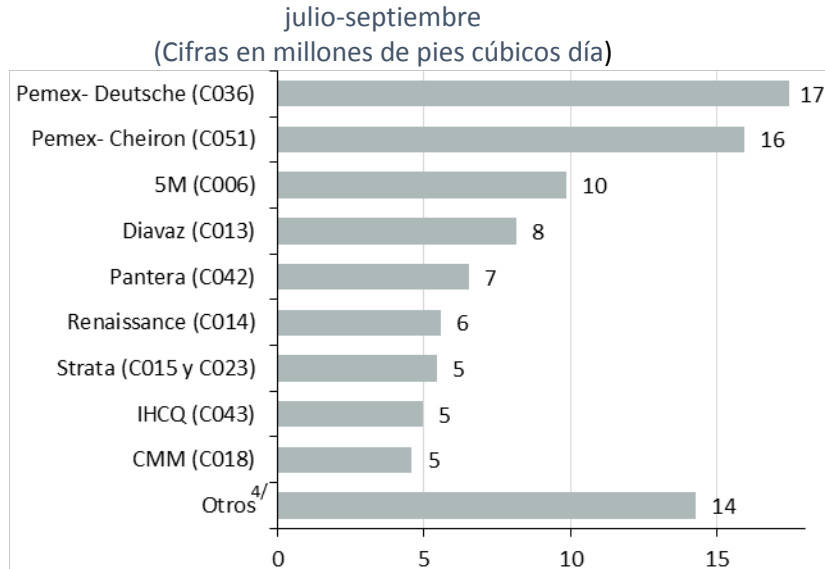
Fuente: FMP.

⁷ Los contratistas y la CNH reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones correspondiente a cada periodo y de acuerdo con la normatividad aplicable la información de volúmenes que prevalece para realizar el cálculo en caso de discrepancias es aquella de la CNH.



Cabe señalar que el contrato de la empresa Jaguar ubicado en el área de Tampico-Misantla y correspondiente a la ronda 2.3 tuvo producción de petróleo de pruebas, siendo la primera vez que un contrato de esa ronda presenta producción de hidrocarburos.

Gráfica 27. Promedio diario de volumen de gas natural producido^{1/2/3/}



^{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 junio, julio y agosto 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre 2019.

^{3/} Corresponde a los contratistas: Pemex- Diavaz (C073), CMM (C017), Gs (C022), Perseus (C012), Dunas (C019) y Jaguar (C045).

^{4/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

El Fondo determinó que el valor contractual de los hidrocarburos (VCH) alcanzó los 116 millones de dólares, de los cuales el Estado recibió como pago de contraprestaciones un total de 39 millones de dólares.

Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías calculadas por el Fondo^{1/}

julio-septiembre
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
jul-19	39,342,059	2,970,314	10,124,073	13,094,387
ago-19	38,609,671	2,862,325	10,300,737	13,163,062
sep-19	37,718,590	2,722,327	10,207,189	12,929,516
Total	115,670,320	8,554,967	30,631,999	39,186,965

^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre 2019. Los montos pueden no coincidir debido al redondeo.

Conforme a lo establecido en la Ley⁸, la regalía base se calcula a partir de una tasa mínima aplicable al VCH. Esta tasa puede incrementarse si el precio del hidrocarburo supera cierto umbral que activa la regalía progresiva. Para este trimestre, se utilizaron 46 tasas de regalía progresiva.

⁸ Artículo 24 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.



Tabla 9. Regalía Base
julio-septiembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima ^{1/}	Tasa máxima ^{1/}	Tasa calculada ^{2/}	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	9.40%	8.80%	7,882,632	92.14%
Gas natural asociado	NA	8.55%	3.31%	376,980	4.41%
Gas natural no asociado	0.00%	8.18%	0.20%	17,911	0.21%
Condensados	5.00%	5.88%	5.00%	277,444	3.24%
Total				8,554,967	100%

^{1/} Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH.

^{2/} Se refiere al promedio ponderado de la tasa aplicada a cada contratista por la aportación de cada uno al valor contractual del hidrocarburo en cuestión.

Asimismo, cada contrato paga una tasa de regalía adicional en función del porcentaje ofrecido por los contratistas en las licitaciones, la cual se aplica también sobre el VCH resultante de cada contrato.

Tabla 10. Regalía Adicional
julio-septiembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ^{1/}	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Asociaciones de Pemex	13%	70,242,018	9,131,462	30%
Migraciones	13%	7,726,518	1,004,447	3%
Ronda 1.3	57%	33,206,857	18,957,571	62%
Ronda 2.2	26%	1,638,559	424,075	1%
Ronda 2.3	39%	2,856,367	1,114,443	4%
Total		115,670,320	30,631,999	100%

^{1/} Se refiere al promedio ponderado por la participación de cada contratista en el valor contractual de los Hidrocarburos de la tasa ofrecida al inicio del contrato, contemplada en el artículo 6 de la LISH. Los montos pueden no coincidir debido al redondeo.

A partir de sus cálculos, el Fondo verificó los pagos realizados por los contratistas y en aquellos casos en que éstos se encontraban al corriente de sus obligaciones emitió los certificados que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos a los contratistas. El Fondo emitió 55 certificados de pago este periodo y retuvo 24, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes. Una vez que los contratistas realicen los pagos pendientes al Estado, y la CNH confirme lo anterior, el Fondo procederá a emitir estos certificados.

Por otra parte, derivado de los procedimientos analíticos llevados a cabo por la SHCP sobre los volúmenes de producción y los precios de comercialización de hidrocarburos correspondientes al periodo de abril de 2018 de los contratos de Strata CPB y de Strata CR, esa dependencia informó al Fondo sobre la necesidad de modificar los volúmenes y precios originalmente utilizados para el cálculo del VCH en aquél periodo. Dicho cambio implicó la modificación de las contraprestaciones asociadas, las cuales fueron informadas a los contratistas para los ajustes en las contraprestaciones correspondientes.



3.2. Contratos de producción compartida

En el trimestre, 6 de los 35 contratos de producción compartida produjeron al menos un hidrocarburo, de los cuales 3 reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato reportó producción de gas natural no asociado y condensados, mientras que los 2 restantes sólo producción de petróleo.

En julio el contratista ENI, cuyo contrato fue adjudicado en la ronda licitatoria 1.2 en 2015, comenzó la fase de producción temprana en el campo Miztón del complejo Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT), extrayendo petróleo, gas natural y condensados. De acuerdo con el plan de desarrollo del contrato, se espera una producción inicial de petróleo de 8 mbd, la cual se alcanzó en agosto de 2019.

Tabla 11. Producción de hidrocarburos de AMT^{1/}

	Petróleo (mbd)	Gas natural (MMpcd)	Condensados (bd)
jul-19	5	3	35
ago-19	8	5	46
Producción promedio	7	4	40

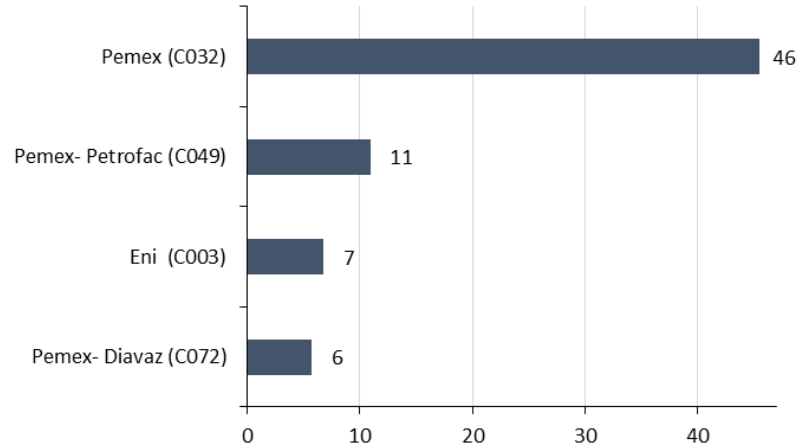
^{1/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en agosto el consorcio conformado por Hokchi Energy y Talos Energy Offshore México 2 realizó la primera extracción de hidrocarburos de prueba para el área contractual AS-CS-15 adjudicada en la ronda 3.1. La producción de esta prueba fue de 775 barriles de petróleo. El cálculo de las contraprestaciones aplicables se realizará una vez que los recursos de la venta del hidrocarburo ingresen al Fondo.

La producción referida formó parte de la información registrada por la CNH, con lo cual la producción promedio de los contratos de producción compartida durante el trimestre, incluyendo producción comercial regular e hidrocarburos de pruebas, fue de 69 miles de barriles diarios de petróleo y 133 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.



Gráfica 28. Promedio diario de volumen de petróleo producido^{1/2/}
julio-septiembre
(Cifras en miles de barriles día)

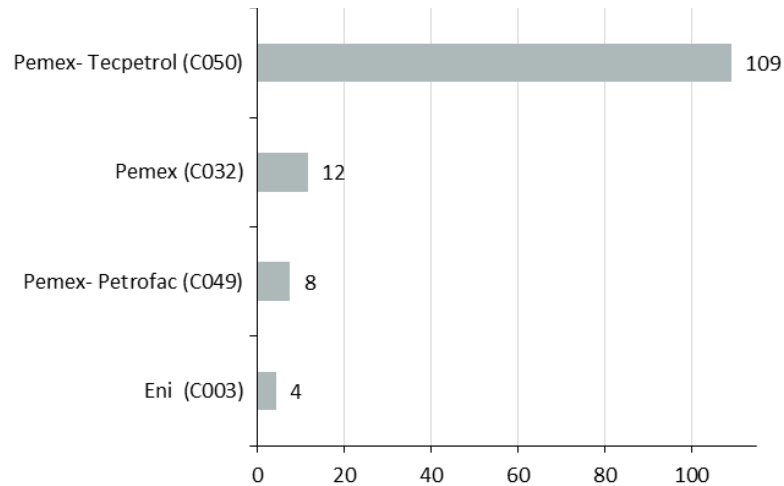


^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre 2019.

^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

Gráfica 29. Promedio diario de volumen de gas natural producido^{1/2/3/}
julio-septiembre
(Cifras en millones de pies cúbicos día)



^{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 junio, julio y agosto 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre 2019.

^{3/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.



Los contratos de producción compartida consideran 2 contraprestaciones a favor del Estado asociadas a la producción de hidrocarburos, la regalía base y la participación del Estado sobre la utilidad operativa del proyecto. Asimismo, consideran 2 contraprestaciones a favor de los contratistas, la recuperación de costos y la participación de los contratistas sobre la utilidad operativa.

A diferencia de los contratos de licencia, todas las contraprestaciones de los contratos de producción compartida se pagan en especie, con excepción de algunos que consideran contraprestaciones en efectivo para hidrocarburos de prueba.

En este trimestre el VCH, el cual es la base para el cálculo de las contraprestaciones, fue de 372 millones de dólares.

Tabla 12. Valor contractual de los hidrocarburos^{1/}
julio-septiembre
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Petróleo	Gas Natural	Condensados
jul-19	104,833,852	94,533,397	8,622,590	1,677,866
ago-19	133,104,881	122,640,592	8,866,824	1,597,464
sep-19	134,239,776	122,772,011	9,643,883	1,823,882
Total	372,178,509	339,946,000	27,133,296	5,099,212

^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto 2019, que fueron utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre 2019. Los montos pueden no coincidir debido al redondeo.

Conforme a los cálculos realizados por el Fondo la distribución final de los hidrocarburos que le correspondió a cada una de las partes del contrato fue la siguiente:

Tabla 13. Distribución final de las contraprestaciones en especie
julio-septiembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (miles de millones de BTU)	Condensados (miles de barriles)
Estado	1,941	1,532	17
Contratista	4,205	10,899	110
Total	6,146	12,431	127

De conformidad con lo estipulado en los contratos de producción compartida, los contratistas deben entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le corresponden a la Nación para su venta. En ese sentido, durante el periodo que se reporta, el Fondo recibió de parte del comercializador 101.6 millones de dólares por concepto de comercialización de hidrocarburos.



Tabla 14. Ingresos por comercialización^{1/}
julio-septiembre
(Cifras en millones de dólares)

Concepto	Importe ^{2/}
Trafigura ^{3/}	98.6
CFEnergía ^{4/}	3.0
Total	101.6

^{1/} De los contratos; RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario), RF-C050-2018-002 (Misión), RF-C072-2018-040 (Ébano) y RF-C002-2015-002 (Talos 7).

^{2/} Son importes netos de la contraprestación del comercializador.

^{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.

Dichos ingresos corresponden a los 4 contratos de producción compartida que cuentan con producción comercial regular y a 1 con hidrocarburos de prueba. De acuerdo con la información reportada por los comercializadores del Estado, estos ingresos están asociados a ventas durante el trimestre de 1'676,900 barriles de hidrocarburos líquidos y 1'240,611 millones de BTU's.

Durante el tercer trimestre de 2019, los comercializadores recibieron el pago de sus comisiones, conforme a lo siguiente:

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

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
Trafigura ^{2/}	299,668
CFEnergía ^{3/}	25,954
Total	325,622

^{1/} De los contratos; RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario), RF-C050-2018-002 (Misión), RF-C072-2018-040 (Ébano) y RF-C002-2015-002 (Talos 7).

^{2/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

^{3/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

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 315 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión.⁹

⁹ Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 de los contratos de comercialización de los 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.



Finalmente, tanto como para los contratos bajo la modalidad de licencia como para producción compartida, el Fondo ha mantenido una actualización constante de las herramientas para el cálculo de contraprestaciones. Durante el trimestre que se reporta, se diseñaron 4 nuevas Implementaciones Tecnológicas del Modelo Económico (ITME's), validadas por la SHCP, para procesar modificaciones a los presupuestos aprobados por CNH, tanto para hidrocarburos de prueba como para producción comercial regular, además de agregar la funcionalidad de que la ITME de producción comercial regular descuenta los costos que ya recuperaron los contratistas como contraprestación proveniente de la producción de pruebas.



4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. 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 el trimestre reportado ascendieron a 18,996,000 pesos.

Tabla 16. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México^{1/}
julio-septiembre
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Monto
Recursos Humanos	10.8
Costos de Ocupación	1.6
Tecnologías de la Información	3.7
Otros Gastos de Operación	0.2
Subtotal	16.4
IVA	2.6
Total	19.0

^{1/} Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo*

4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo

Se agregan los estados financieros como **Anexo** al presente informe.

4.3. Otras actividades relevantes

a. Fiscalización del Fondo

i. Seguimiento a las revisiones de la Auditoría Superior de la Federación (ASF)

Las auditorías 92-GB "Transferencias y Aplicación de recursos del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo" y 99-GB "Adjudicación y Formalización de Contratos de Licencias y de Producción Compartida de las Rondas 2 y 3", correspondientes a la cuenta pública 2018, continúan en desarrollo.

El Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los diversos requerimientos de información y documentación que ha formulado la ASF. Una vez que concluyan las auditorías, el fiduciario informará los resultados al Comité Técnico.

ii. Auditoría interna

La auditoría GATIE-15/19 “Administración de la Reserva del FMPED” concluyó sin observaciones para el Fondo, lo cual se hizo constar en el informe de auditoría emitido por la Unidad de Auditoría del Banco de México el 30 de septiembre de 2019.

Al respecto, se consideró que los mecanismos de control interno establecidos para la administración de la reserva del FMPED garantizan de manera razonable el logro de los objetivos, el apego con la normativa aplicable y la razonabilidad de la información financiera que se genera.

La citada auditoría tuvo por objeto verificar el cumplimiento de la normatividad aplicable y el sustento documental de las operaciones relativas a la administración de la reserva del Fondo; revisar los mecanismos de control interno y control de acceso a los sistemas establecidos para mitigar los riesgos a los que se encuentra expuesta la operación; así como evaluar la razonabilidad y oportunidad de la información financiera generada.

Los procesos sobre los cuales la Unidad de Auditoría del Banco realizó su verificación fueron: **i)** concertación de las operaciones; **ii)** control y liquidación de operaciones; **iii)** controles y segregación de funciones, y **vi)** suficiencia normativa.

Cabe señalar que durante el desarrollo de dicha auditoría, la Unidad de Auditoría formuló al Fondo 28 requerimientos de información y documentación, los cuales fueron atendidos en tiempo y forma. En la atención de dichos requerimientos, el Fondo recopiló y entregó a esa unidad administrativa un total de 198 documentos.

b. 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 30 de julio de 2019 la Unidad de Transparencia del Banco notificó al Fondo los resultados finales de la verificación realizada por parte del INAI respecto del 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 el Fondo atendió en tiempo y forma las propuestas de mejora identificadas por el INAI, las cuales se refirieron principalmente a complementar la fundamentación y motivación de la nota explicativa del artículo 77, fracción VI, de la LGTAIP, relativa al padrón de beneficiarios del fideicomiso.

Con motivo las acciones realizadas por el Fondo, el INAI otorgó al Fondo una calificación final de 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. Acciones de difusión de los objetivos del Fondo

Durante el trimestre se inició con el rediseño de las diferentes secciones de la página de internet del Fondo. Esto con la finalidad de mejorar el acceso a la información, permitiendo a los usuarios encontrar de forma rápida y sencilla los datos o documentos que requieran.

Adicionalmente, en lo que se refiere a la cuenta del Fondo en Twitter, se elaboró una campaña de comunicación con la intención de dar a conocer al público en general a través de infografías las estadísticas con los datos más relevantes de lo que va del año, entre los que destacan los niveles máximos alcanzados en los ingresos derivados de la extracción de hidrocarburos así como los volúmenes de producción de los mismos.

iii. Talleres para contratistas

Con el objetivo de promover la capacitación continua de los contratistas en temas relacionados con los procesos operativos, en septiembre el Fondo realizó el taller denominado “Operación de Contratistas con el Fondo Mexicano del Petróleo y registro de costos, gastos e inversiones”, el cual tuvo la finalidad de explicar y resolver dudas relacionados con: a) Sistema de Información para los pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC); b) Procesos y tiempos para el cálculo de contraprestaciones; c) Mecanismos para la entrega de recursos y pago de contraprestaciones en efectivo, y d) especificaciones para el llenado de las plantillas correspondientes a costos, gastos e inversiones del SIPAC.

iv. Publicación de estadísticas

El Fondo dio cumplimiento a las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas establecidas en la Ley mediante la publicación mensual de estadísticas a través de la infraestructura SIE-BANXICO. En este trimestre se incorporaron las estadísticas asociadas al contrato de Eni perteneciente a la ronda 1.2, el cual como se mencionó anteriormente comenzó producción comercial regular en este periodo.

v. Atención a solicitudes de acceso a la información

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a las 23 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, sin que hubiera emitido reserva alguna respecto de los siguientes temas: **a)** Registro y carga en el SIPAC; **b)** contrataciones administrativas de recursos humanos y materiales del FMP; **c)** fideicomisos en los que participa Banco de México; **d)** administración de los aspectos financieros de los contratos; **e)** organización y actividades del FMP; **f)** series estadísticas publicadas por el Fondo, y **g)** producción de petróleo de Pemex.

**vi. Fortalecimiento al Control Interno**

Con la finalidad de mantener vigente la normatividad que regula a las actividades del Fondo, en este trimestre se inició la revisión del Manual General del Macro proceso (MGM) denominado “Operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”, así como los Manuales de Procedimientos de Operación (MPO) de cada uno de sus procesos: **i)** Operación financiera del FMPED; **ii)** Administración de la Reserva del FMPED; **iii)** Administración financiera de los contratos, y **iv)** Gestión administrativa del FMPED.

Por otra parte, en relación a la estrategia de continuidad operativa, durante este trimestre se iniciaron las primeras pruebas para ejecutar desde el sitio de operación alterno las actividades asociadas con las funciones del Fondo. Lo anterior con la finalidad garantizar que los procesos puedan ejecutarse aun en caso de materializarse un evento que afecte la disponibilidad de los inmuebles y/o instalaciones, así como la infraestructura de tecnologías de la información del Fondo reforzando así la estrategia de continuidad operativa.