

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

Informe anual 2019

Presentación

El presente documento corresponde al informe del ejercicio 2019, en cumplimiento al artículo 8, fracción II, inciso a), numeral 5, de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y las cláusulas Décima, fracción I, inciso e) y Décima Cuarta, fracción IV, del Contrato Constitutivo del Fondo. Este informe es una integración de los cuatro informes trimestrales correspondientes a 2019, elaborados conforme al artículo 19 de la Ley del Fondo, así como de la información presentada al Comité Técnico durante el periodo señalado.

En este documento se describen las principales actividades realizadas por este fideicomiso para dar cumplimiento a sus mandatos: i) la administración de los ingresos petroleros, ii) la administración de la Reserva del Fondo de ahorro de largo plazo y de estabilización de los ingresos públicos, y iii) la administración financiera de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, y adicionalmente, al final del documento se describen las actividades asociadas con la administración del Fondo.

Introducción

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (Fondo)¹ realizó durante 2019 las actividades para dar cumplimiento a las funciones de: i) Administrar los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos y transferirlos a la Tesorería de la Federación (Tesofe) así como a los diversos fondos de estabilización y sectoriales conforme a las disposiciones aplicables; 2) Administrar los recursos de la Reserva de ahorro de largo plazo (Reserva) y 3) Administrar los aspectos financieros de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, es decir, aquellos relacionados con el cálculo y pago de las contraprestaciones para el Estado y los contratistas.

Durante su quinto año de operación, los recursos provenientes de la renta petrolera que el Fondo transfirió al Gobierno Federal equivalieron al 1.7% del Producto Interno Bruto (PIB), estimado en los Criterios Generales de Política Económica del 2019 (CGPE). Dichas transferencias no superaron el umbral de 4.7% del PIB previsto en Ley para generar remanentes e incluso se ubicaron por debajo al monto anticipado en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2019 (LIF), la cual establecía un monto a transferir equivalente al 2.1% del PIB. La falta de remanentes, así como de recursos excedentes por encima del monto previsto en la LIF, implicó que al cierre del ejercicio el Fondo no recibiera recursos adicionales para su integración a la Reserva.

Con respecto a la Reserva del Fondo, durante este ejercicio el monto promedio en administración ascendió a 1,030.6 millones de dólares. Las inversiones realizadas se ajustaron a la cartera parámetro definida por el Comité y que refleja la estrategia de inversión de mediano plazo de la Reserva. No obstante, a lo largo del año se establecieron diversas estrategias de inversión tácticas con el objetivo de aprovechar las condiciones de mercado que permitieran superar el rendimiento de la cartera parámetro y obtener así el mayor rendimiento posible, vigilando en todo momento el cumplimiento de la Política de Inversión y Administración de Riesgos del Fondo (PIARF).

A lo largo de este periodo y como se había anticipado en 2018, el número de contratos se mantuvo constante durante el año. Sin embargo, las empresas a cargo de dichos contratos han avanzado de forma importante en sus planes de desarrollo, observándose un aumento en la producción de diversas áreas contractuales que ya presentaban extracción al momento de ser licitadas e incluso en las asignaciones de Pemex que fueron migradas al esquema de contratos. Destacó el avance en el desarrollo de las tres áreas contractuales correspondientes a la Ronda 1.2, las cuales no contaban con extracción de ningún hidrocarburo previo a que fueran licitadas. En este aspecto, una empresa logró en 2019 alcanzar la extracción comercial regular, mientras que las operadoras de las otras dos áreas efectuaron extracción de hidrocarburos de prueba y contemplan iniciar producción regular durante el 2020.

¹ Portal de Internet del Fondo: <http://www.fmped.org.mx/>

Todas estas actividades estuvieron en línea con el Plan de Trabajo y el Gasto de Operación aprobados por el Comité Técnico² para el ejercicio 2019, lo cual fue reportado oportunamente a dicho órgano colegiado a través de los informes trimestrales.

1. Administración de los ingresos petroleros

1.1. Por asignaciones

El Fondo recibió de Petróleos Mexicanos (Pemex), en su carácter de asignatario, el entero de los derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida,³ conforme a lo siguiente:

Tabla 1. Ingresos recibidos por asignaciones

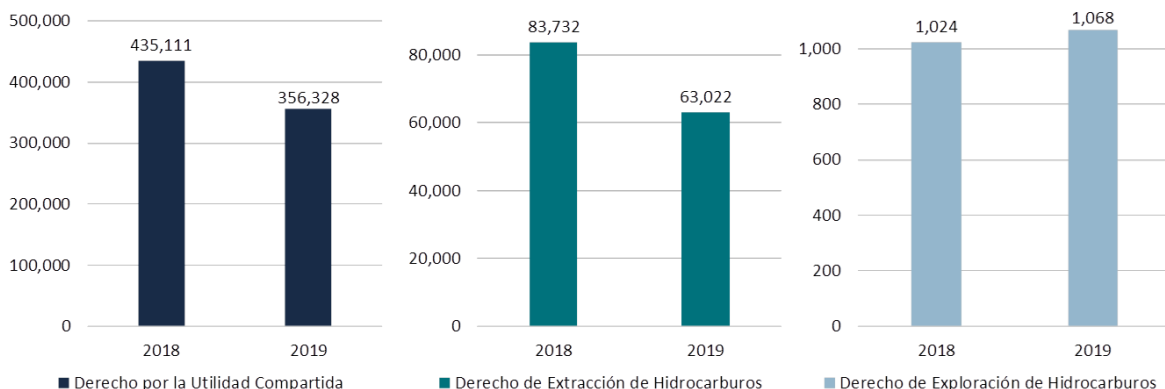
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	2018	2019	Δ% (2019 vs. 2018)
Derecho por la Utilidad Compartida	435,111	356,328	-18%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	83,732	63,022	-25%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	1,024	1,068	4%
Total	519,867	420,418	-19%

Los recursos recibidos por el derecho por la utilidad compartida representaron el 84.8% de los ingresos provenientes de las asignaciones, mientras que los derechos de extracción y de exploración representaron el 15% y el 0.2%, respectivamente.

Gráfica 1. Ingresos recibidos por asignaciones

(Cifras en millones de pesos)



² Sesiones del Comité Técnico durante 2019 http://www.fmped.org.mx/transparencia.html#comite_tecnico

³ Artículo 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

Como se observa en la Tabla 1, los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante 2019 disminuyeron 19% con respecto al 2018, derivado de la caída en los ingresos del derecho por la utilidad compartida y de extracción de hidrocarburos. La disminución en los derechos recibidos respecto al año anterior se debe principalmente al estímulo fiscal otorgado a Pemex, que le permitió aplicar mayores tasas de deducción de costos.

1.2. Por contratos

Al cierre del 2019, el Fondo recibió el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado⁴: a) Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); b) Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); c) Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional) y d) Penas convencionales⁵, conforme a la Tabla 2:

Tabla 2. Ingresos por contratos^{1/}
(Cifras en millones de pesos)

Cuota exploratoria	1,455
Total	1,455

(Cifras en millones de dólares)

Regalía base	35
Regalía adicional	116
Penas convencionales^{2/}	0
Total	151

^{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/} Durante 2019, el Fondo recibió pagos por concepto de penas convencionales por un total de 148,758 dólares.

⁴ Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

⁵ Los ingresos por penas convencionales se refieren a los montos que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), como parte de los contratos, determinó e impuso a los contratistas en los casos en que éstos cumplieron con alguna de sus obligaciones de manera extemporánea.

1.3. Por comercialización de hidrocarburos

El comercializador de los hidrocarburos del Estado debe entregar al Fondo todos los ingresos por la venta de los hidrocarburos que le correspondan a la Nación de acuerdo a lo establecido en cada contrato bajo la modalidad de producción compartida, una vez descontados los servicios de dicha empresa⁶. En este sentido, en 2019 el Fondo recibió ingresos netos por las ventas efectuadas por un total de 361 millones de dólares.

Tabla 3. Ingresos netos por comercialización de hidrocarburos
(Cifras en millones de dólares)

Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular	360
Ingresos netos de comercialización para hidrocarburos extraídos durante pruebas	1
Total	361

1.4. Transferencias realizadas a la Tesofe y a los fondos de estabilización y sectoriales

El Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por el asignatario, los contratistas y por las ventas netas de hidrocarburos que efectuó el comercializador del Estado, en cumplimiento a las instrucciones del Comité Técnico, verificando que se cumpliera con el orden de prelación legal, así como con las fechas y cantidades establecidas en el calendario emitido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)⁷.

El monto acumulado de las transferencias ordinarias a la Tesofe, así como a los diversos fondos de estabilización y sectoriales, realizadas durante el periodo de enero a diciembre ascendió a 431,896 millones de pesos, equivalentes al 1.7% del PIB estimado en los CGPE 2019, lo que representó una disminución del 20% respecto a lo transferido en 2018. Dicha caída se debe a menores ingresos por concepto de derechos derivados de las asignaciones como se explicó en las secciones precedentes. Cabe mencionar que la LIF para el Ejercicio Fiscal 2019 anticipaba transferencias por 520,665 millones de pesos, lo que equivalía al 2.1% del PIB.

⁶ Artículo 27 de la LISH.

⁷ 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 4. Transferencias ordinarias^{1/}

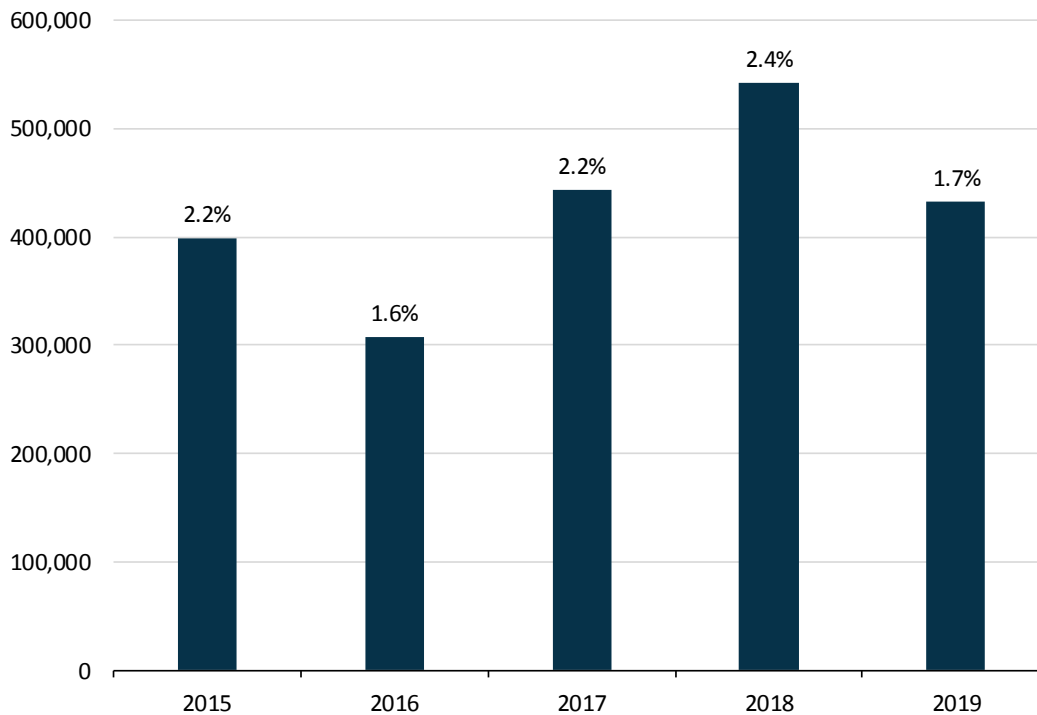
(Cifras en millones de pesos)

	2018	2019	Δ% (2019 vs 2018)
I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	10,049	11,455	14%
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	2,923	3,332	14%
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	3,883	4,530	17%
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	2,969	3,384	14%
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	1,930	2,200	14%
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	445	508	14%
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	594	677	14%
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	24	27	15%
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	521,899	409,168	-22%
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	233	266	14%
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	521,666	408,902	-22%
Total	541,747	431,896	-20%

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

Gráfica 2. Transferencias ordinarias al Estado

(Cifras en millones de pesos y como porcentaje del PIB)



1.5. Registro del Fiduciario

A lo largo de 2019, la Secretaría de Energía notificó al Fondo la inscripción de 64 títulos de asignación a favor de Pemex, la modificación de 78 y la cancelación de 83 de éstos.

Al cierre del año, el Fondo contaba con un total de 111 contratos y 396 asignaciones registrados.

Tabla 5. Contratos inscritos en el Registro del Fiduciario a diciembre de 2019

Ronda	Contratos en Exploración		Contratos en Producción ^{1/}		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	1	12	4	20	37
Dos	10	32	-	8	50
Tres	16	-	-	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
Total	27	45	8	31	111

^{1/}Con producción se refiere a los contratos a los que se les ha calculado contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos.

Tabla 6. Asignaciones inscritas en el Registro del Fiduciario a diciembre de 2019

Tipo de asignación	Total
Asignación de exploración	64
Asignación de evaluación	4
Asignación de extracción	327
Asignación de resguardo	1
Total	396

Fuente: FMP con datos de la CNH.

2. Administración de la Reserva del Fondo

A inicios de 2019, el Fondo había conformado una cartera de inversión (Cartera) que se adecuaba a la estrategia de inversión de mediano plazo autorizada por el Comité y que se refleja en la composición de la cartera de referencia. A lo largo de este año se instrumentaron diversas estrategias de inversión con el objetivo de aprovechar las condiciones del mercado para obtener el máximo rendimiento posible con respecto a la cartera parámetro, asegurando en todo momento el cumplimiento de las PIARF.

2.1 Condiciones económicas

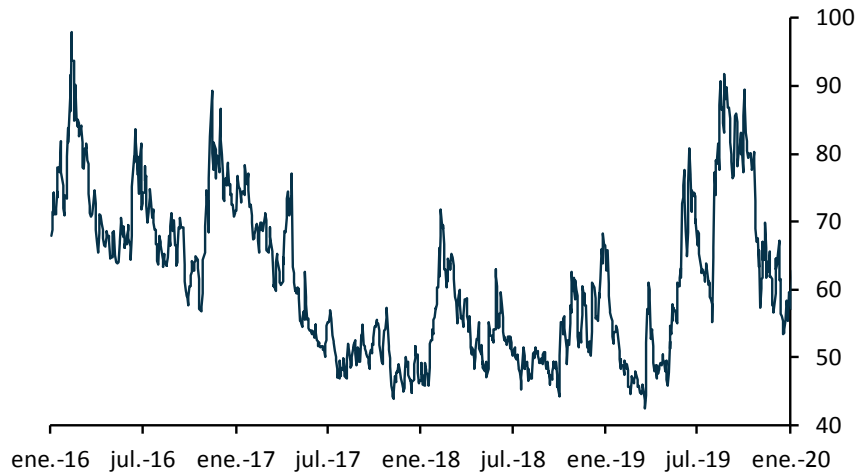
El entorno económico que prevaleció durante 2019 se caracterizó por una alta incertidumbre que derivó en un panorama económico muy distinto al esperado inicialmente y en el cual se vislumbraba una normalización de la política monetaria en los Estados Unidos de América (EE.UU.). En particular, los factores que prevalecieron a lo largo de ese año fueron la falta de un acuerdo para la salida ordenada del Reino Unido de la Unión Europea y la prolongación del conflicto comercial entre los EE.UU. y China, mismos que a su vez estuvieron acompañados de una desaceleración económica a nivel global, en especial por un deterioro del sector manufacturero e industrial. Lo anterior tuvo como consecuencia que los principales organismos internacionales ajustaran sus pronósticos de crecimiento económico a la baja a lo largo del año, de manera que el crecimiento global para 2019 fuera de 2.9%.

Frente a ello, los bancos centrales de las principales economías adoptaron una postura más laxa en sus respectivas políticas monetarias. En particular, destacaron las acciones tomadas por la Reserva Federal, que llevó a cabo tres recortes a su tasa de referencia en 2019 para ubicarla en un rango de 1.50-1.75%.

La posibilidad de que la desaceleración económica pudiera traducirse en un episodio recesivo propició un incremento en la volatilidad de los activos financieros. En particular, destacó la volatilidad de las notas a rendimiento, que alcanzó niveles no vistos desde finales de 2016 (Gráfica 3), producto de un ajuste a la baja en las tasas de interés que disminuyeron entre 77 y 103 puntos base a lo largo de la curva (Gráfica 4).

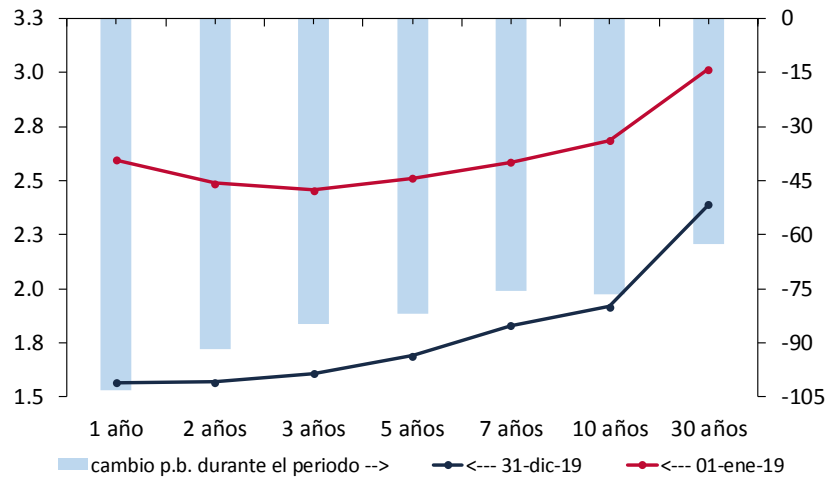


Gráfica 3. Índice de volatilidad de notas del Tesoro de EE.UU.
(Cifras en puntos base anualizados)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 4. Curva de rendimiento de las notas del Tesoro de EE.UU. y su cambio
(Cifras en porcentaje y puntos base)



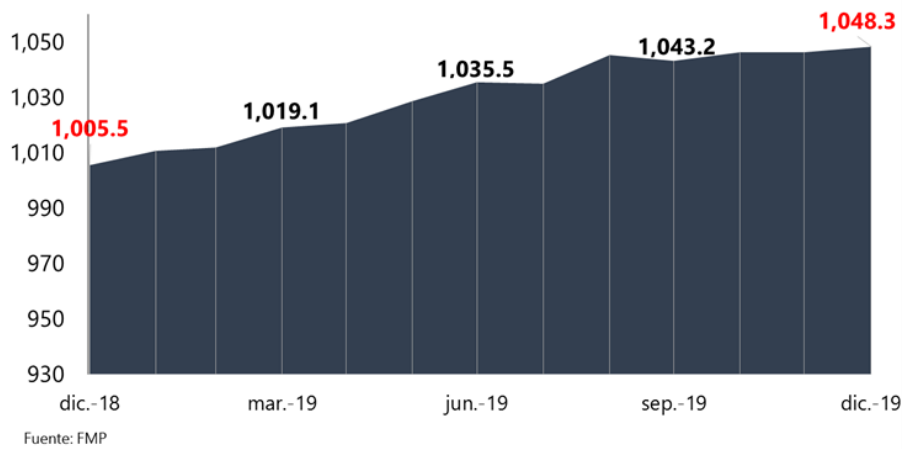
Fuente: Bloomberg

En el caso de las notas a rendimiento con vencimiento menor a 3 años, es decir, el sector corto de la curva, éstas presentaron una baja de alrededor de 90 puntos base en el año. Por su parte, los bonos corporativos con grado de inversión terminaron con un desempeño positivo, derivado de un ajuste a la baja en el sector de 7 a 10 años de la curva de rendimiento, recordando que el vencimiento promedio del índice de bonos corporativos incluido en la Cartera se ubica en 7 años. Asimismo, la deuda corporativa se vio beneficiada por la búsqueda por parte de inversionistas de alternativas que otorgaran un mayor rendimiento que los bonos gubernamentales.

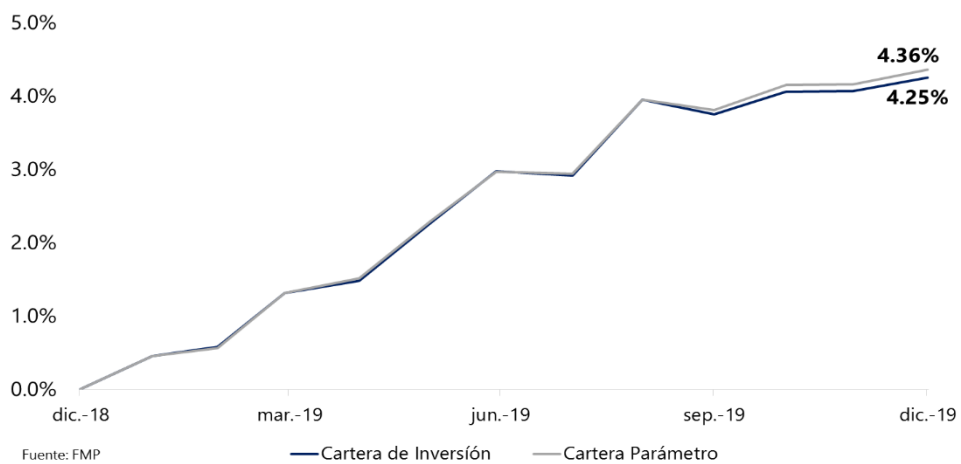
2.2 Desempeño de la Cartera

El valor de la Reserva al 31 de diciembre ascendió a 1,048.3 millones de dólares (Gráfica 5) lo cual representó un rendimiento anual de 4.25% que superó significativamente el rendimiento a vencimiento de 2.63% que presentaba la Cartera a inicio del año, pero ligeramente menor al rendimiento que presentó la cartera parámetro (Gráfica 6).

Gráfica 5. Valor acumulado de la Cartera en 2019
(Cifras en millones de dólares)

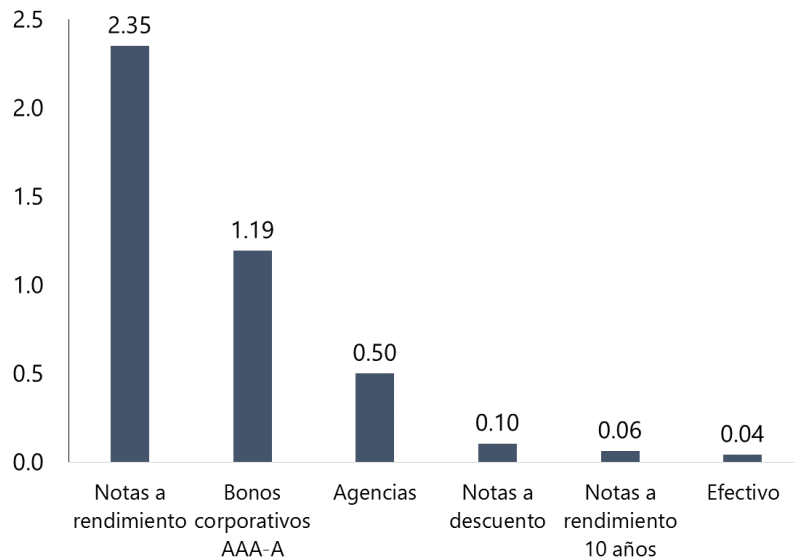


Gráfica 6. Rendimiento acumulado de las carteras en 2019
(Porcentaje)



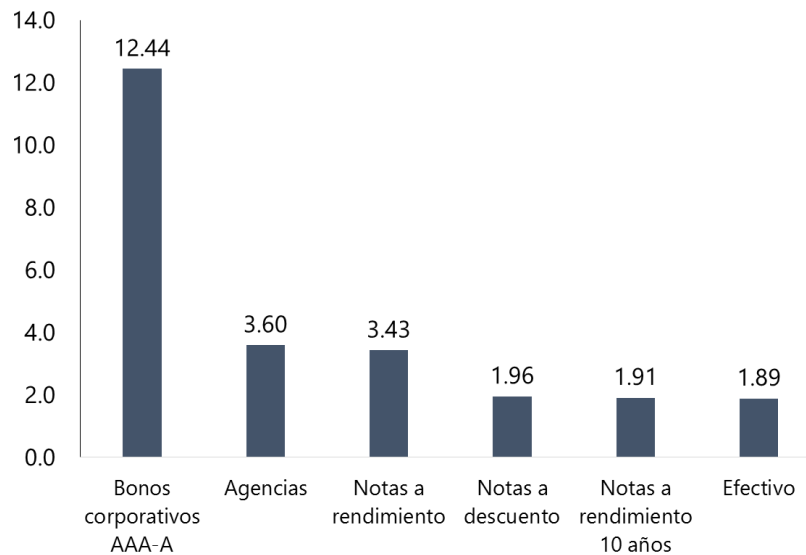
El rendimiento de la Cartera se explica principalmente por el desempeño de las notas a rendimiento, las cuales tuvieron la mayor contribución al aportar 235 puntos base del retorno total (Gráfica 7). Por otro lado, destacan los bonos corporativos, ya que a pesar de que solo representan el 10% de la composición total de la Cartera, su contribución fue de 119 puntos base.

Gráfica 7. Contribución al rendimiento acumulado durante 2019
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

Gráfica 8. Rendimiento acumulado durante 2019
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

La Tabla 7 presenta el origen de la diferencia en los rendimientos entre la Cartera y la cartera parámetro a partir de la: i) asignación de activos; ii) selección de instrumentos; iii) interacción entre ambos efectos (Interacción) y iv) los costos de transacción. En este sentido, se observa que el efecto que más contribuyó a la diferencia en los rendimientos proviene de la selección de instrumentos en el sector corto de la curva de las notas a rendimiento.

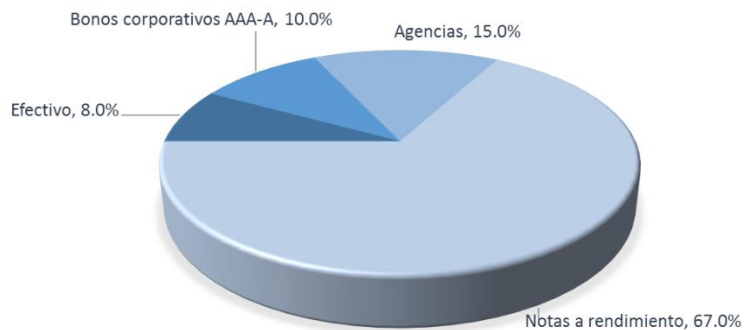
Tabla 7. Diferencia en rendimientos: Cartera vs Cartera Parámetro

	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Interacción	Costos de transacción
TOTAL	2	-12	1	-1
Notas a descuento	4	0	0	0
Bonos corporativos	-2	-1	0	-1
Notas a rendimiento (1-3 años)	-2	-11	0	0
Notas a rendimiento (10 años)	3	0	0	0
Agencias	1	0	0	0
Efectivo	-2	0	0	0

Fuente: FMP

Al cierre del 2019 la Cartera mantenía una composición de 67% en notas a rendimiento del Tesoro de los EE.UU. con plazo a vencimiento de entre 1 y 3 años, 15% en notas emitidas por Agencias gubernamentales de los EE.UU. (Agencias) también con plazo a vencimiento de 1 a 3 años, 10% en bonos corporativos con calificación crediticia de largo plazo igual o superior a A y 8% en cuentas de liquidez depositadas en los EE.UU.

Gráfica 9. Composición de la Cartera al cierre de diciembre de 2019

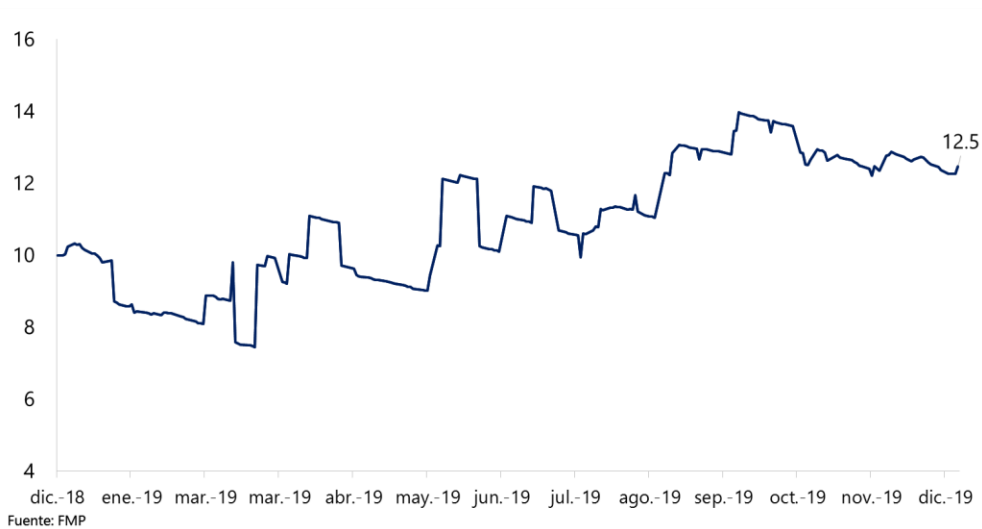


Rendimiento a vencimiento (%)	1.7
Duración (años)	2.3

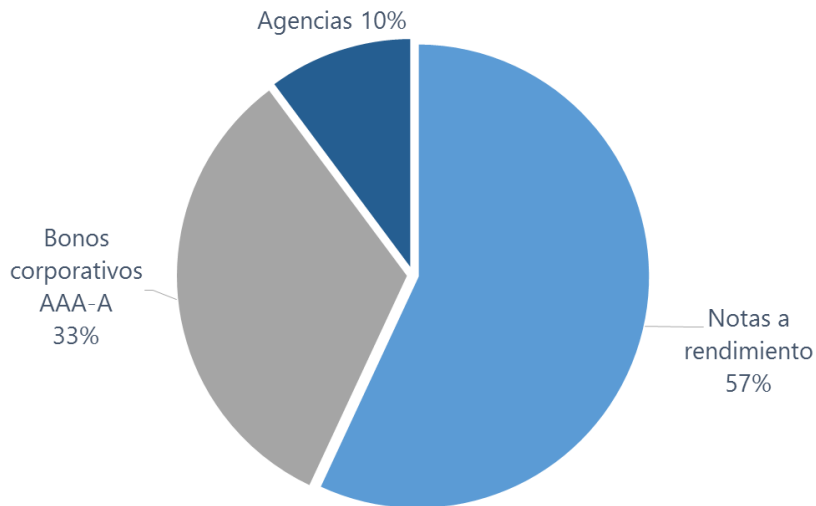
Fuente: FMP

Por su parte, el Valor de Riesgo⁸ (VaR) de la Cartera al cierre del año se ubicó en 12.5 puntos base (Gráfica 10), lo que implicó que bajo condiciones normales y con una probabilidad del 95%, la pérdida esperada de la Cartera no excedería 1.3 millones de dólares en un día. Se observó que las notas a rendimiento representaron el activo que más contribuyó al VaR de la Cartera, con el 57% del total y que los bonos corporativos aportaron el 33% del VaR (Gráfica 11).

Gráfica 10. VaR MonteCarlo de la Cartera
(Cifras en puntos base)



Gráfica 11. Descomposición del VaR de la Cartera por sector
(Cifras en porcentaje)

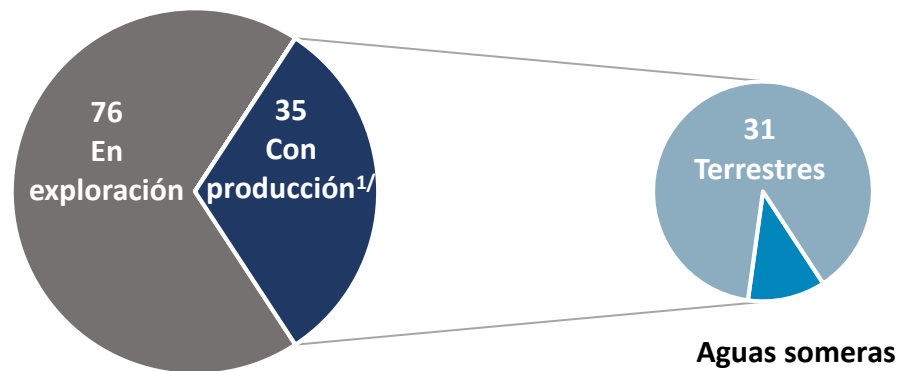


⁸ El Valor en Riesgo (VaR) que se muestra en esta sección es el Monte Carlo. Esta medida usa la distribución de los retornos históricos, así como una serie de posibles resultados para evaluar la pérdida máxima esperada con un nivel de confianza definido.

3. Administración de los aspectos financieros de los contratos

Al cierre del 2019, el Fondo tenía a su cargo la administración de los aspectos financieros de un total de 111 contratos, de los cuales 35 operan bajo la modalidad de producción compartida y 76 bajo la modalidad de licencia.

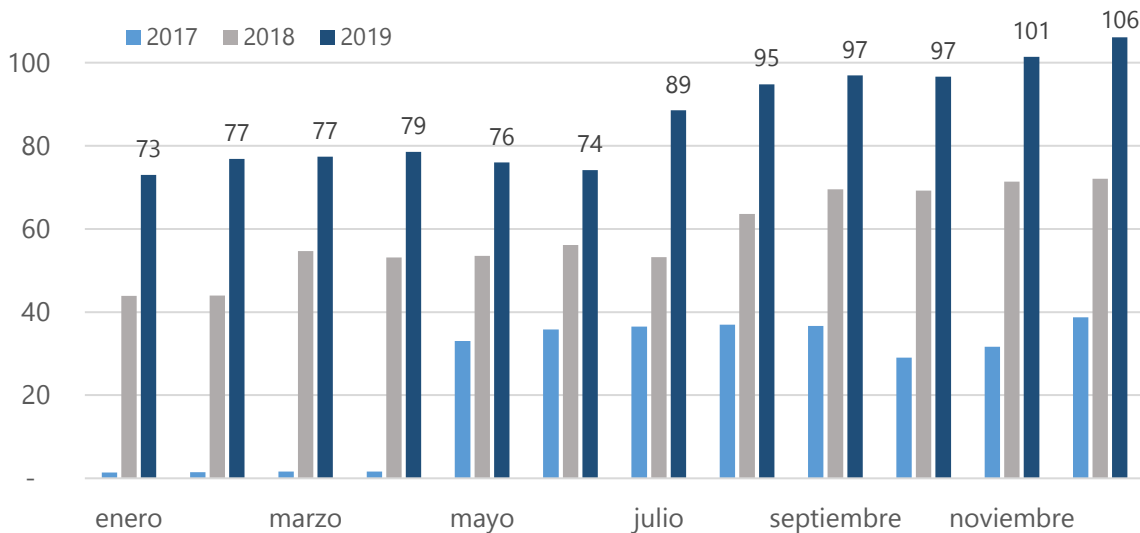
Gráfica 12. Número de contratos registrados ante el Fondo por actividad



^{1/} Contratos que presentaron producción de al menos de un hidrocarburo durante 2019.

Destaca que durante el año se alcanzaron máximos históricos de producción. Los hidrocarburos líquidos superaron los 106 mil barriles diarios (mbd), lo que en promedio representó 5% de la plataforma nacional de producción.

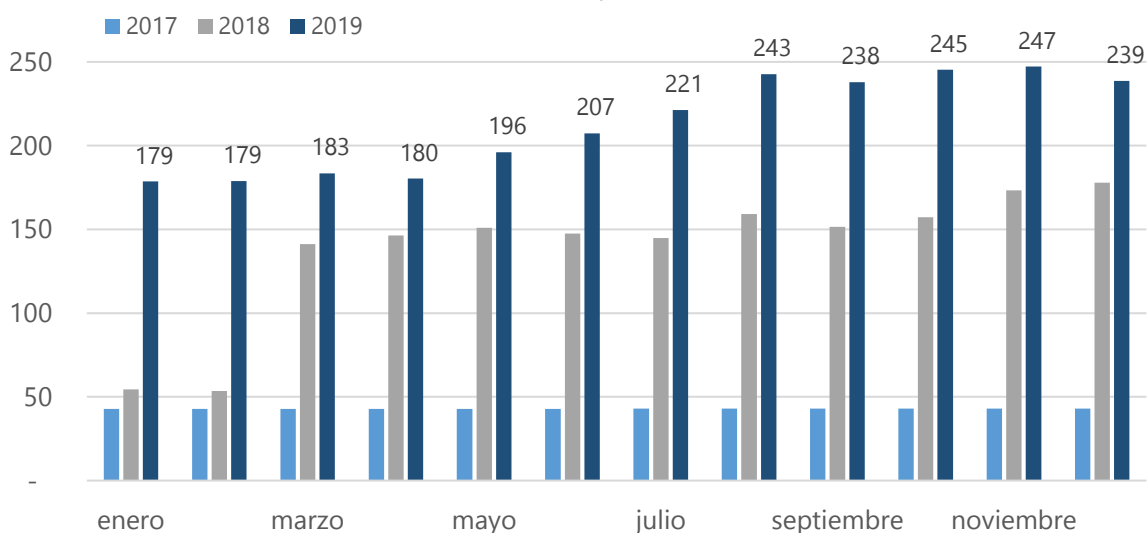
Gráfica 13. Producción de hidrocarburos líquidos de los contratos
(Cifras en miles de barriles diarios)



Durante 2019, la producción de gas natural se incrementó en 54% respecto al 2018, alcanzando un máximo histórico de 247 millones de pies cúbicos diarios. El aumento se le atribuye en mayor medida a los contratos Misión, Ogarrío y Cárdenas-Mora (Cárdenas), que en conjunto aportaron el 62% de la producción anual de gas natural.

Gráfica 14. Producción de hidrocarburos gaseosos de los contratos

(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)

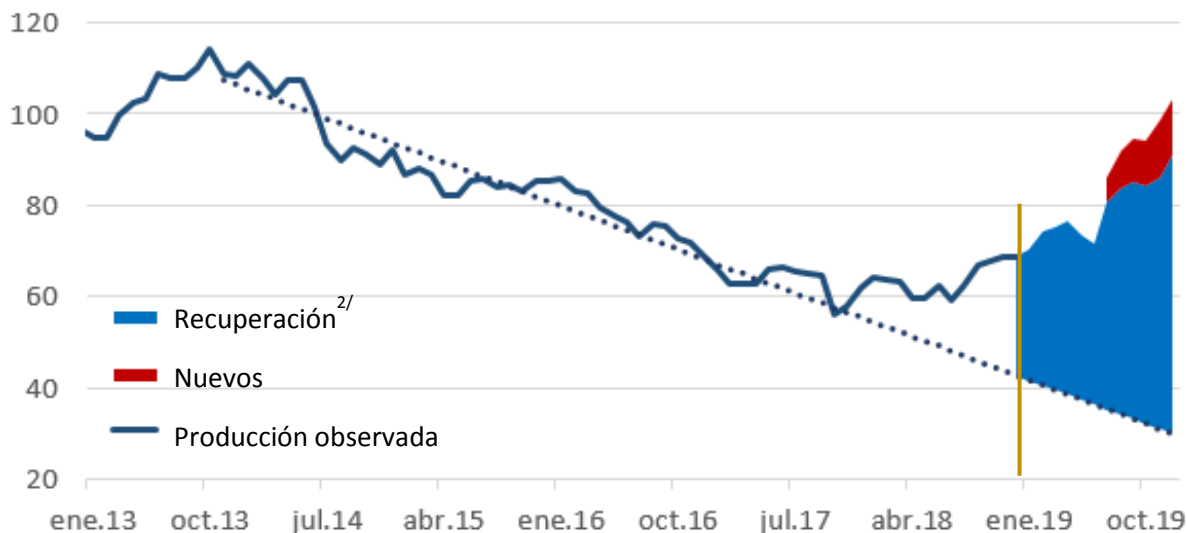


El incremento en la producción ha sido apoyado por las inversiones realizadas en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tanto por las empresas privadas como de Pemex, las cuales se detallarán más adelante.

Entre los aumentos, el más importante fue el del petróleo proveniente de la empresa ENI y de la recuperación de la producción en algunos campos entre los que destaca Ek-Balam. En el caso de ENI, esta empresa inició su etapa de producción regular en julio de 2019 con el contrato correspondiente a los campos Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT) y al cierre del año aportó 12 mil barriles día a la plataforma nacional.

Salvo el caso de AMT, en términos generales la producción de petróleo de los contratos proviene de campos maduros operados por empresas privadas y por Pemex, que este año lograron frenar la tasa de declinación observada desde 2013 y recuperar cerca de 60 mil barriles diarios (Gráfica 15).

Gráfica 15. Producción de petróleo de contratos: recuperación y nuevos barriles^{1/}
(Cifras en miles de barriles diarios)



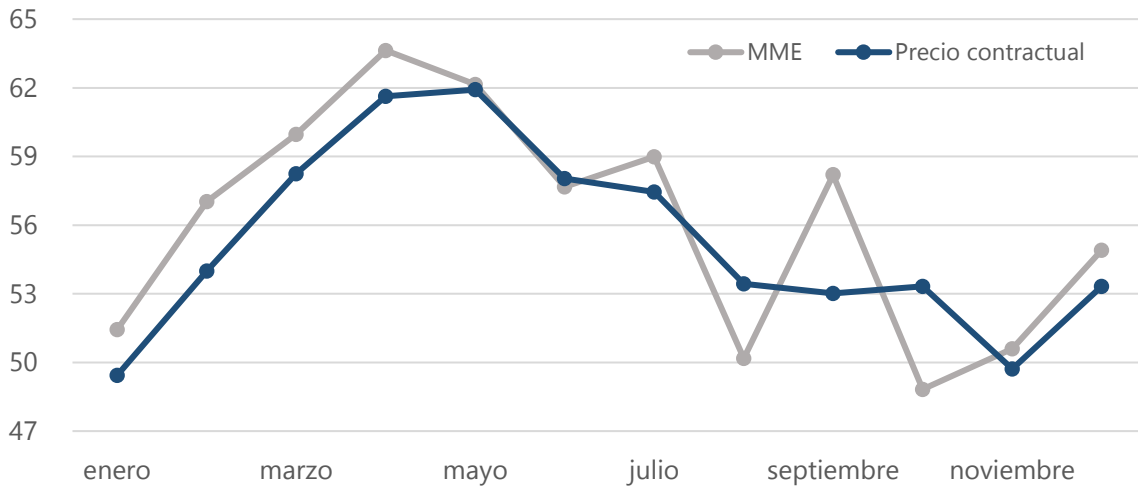
Fuente: CNIH de enero de 2012 a diciembre 2018 y FMP de enero a diciembre de 2019.

^{1/} La línea azul punteada se refiere a la estimación lineal de la tasa de declinación de la producción a partir del último pico observado (octubre de 2013).

^{2/} Se refiere a la producción del periodo superior a aquella obtenida con la tasa contra la declinación estimada, resultado de la aplicación de técnicas de recuperación y mantenimiento de los contratistas.

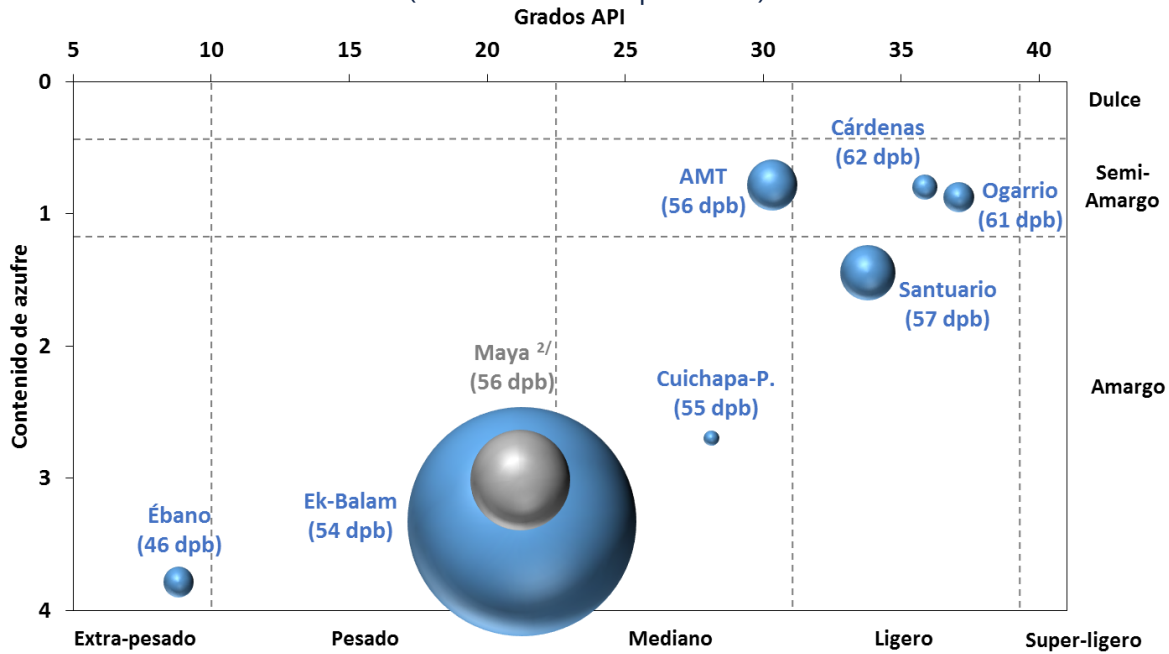
Los recursos provenientes de la venta de petróleo representan la mayor aportación a los ingresos del Estado en los contratos. A lo largo del 2019 el precio promedio ponderado al cual se comercializó el petróleo proveniente de las áreas contractuales se situó en 55.05 dólares por barril (dpb), en línea con el precio al cual se comercializó la Mezcla Mexicana de Exportación (MME). El precio promedio para el crudo proveniente de Ek Balam, el contrato con la mayor producción actualmente, fue de 54 dpb, ligeramente por debajo del crudo tipo Maya que promedió 55 dpb. Cabe destacar que la calidad de ambos crudos es similar, ubicándose dentro de la categoría de los crudos pesados y amargos, con 21.5° API y 3.3% de azufre. El precio promedio del resto de los contratos se situó en 55 dpb, con una calidad promedio de 25.1°API y 2.6% azufre, es decir, se encuentran dentro de la categoría de los crudos medianos y amargos, esto a pesar de que se atribuye la calidad del petróleo de contratos como AMT, Santuario-El Golpe (Santuario), Ogarrio y Cárdenas es de tipo ligero y semi amargo.

Gráfica 16. Precio del petróleo de los contratos y MME
(Cifras en dólares por barril)



Gráfica 17. Precio contractual promedio y calidad^{1/} del petróleo de los principales contratos

(Cifras en dólares por barril)

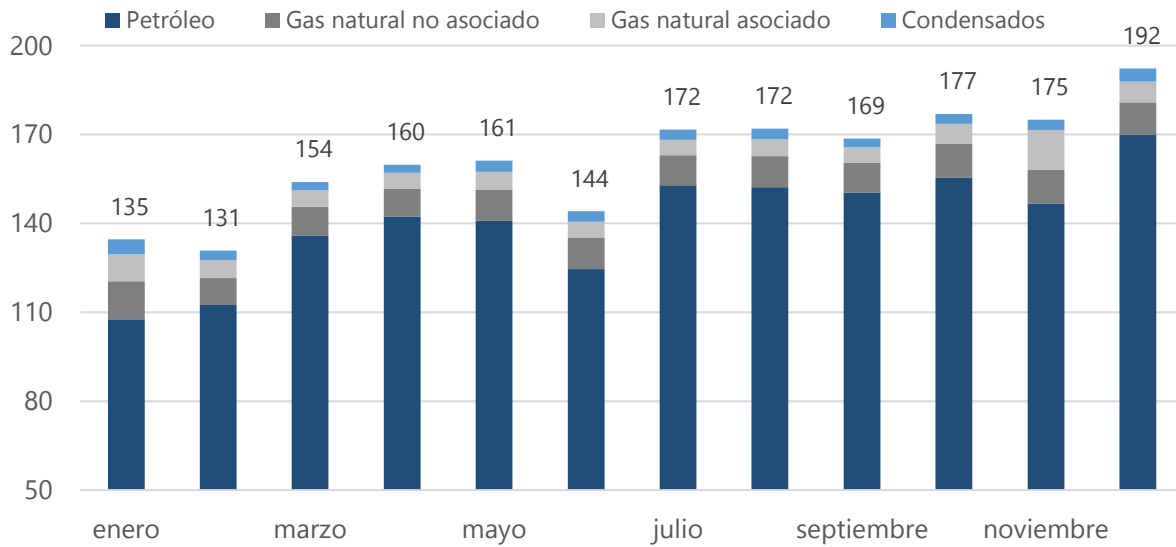


^{1/} El instituto de estadística de los EE.UU., Energy Information Administration, la establece con base en dos propiedades, la densidad, que se mide en grados API y el contenido de azufre.

^{2/} El tamaño de las esferas representa el volumen promedio producido durante 2019 y la esfera del Maya es una referencia de 20 mbd.

Con base en la información de producción y precios de venta del crudo, el Fondo determinó que el valor de los hidrocarburos ascendió a 1,942 millones de dólares en 2019, lo cual significó un incremento del 32% respecto al 2018 y donde el petróleo representó el 87% del valor total.

Gráfica 18. Valor de los hidrocarburos producidos
(Cifras en millones de dólares)

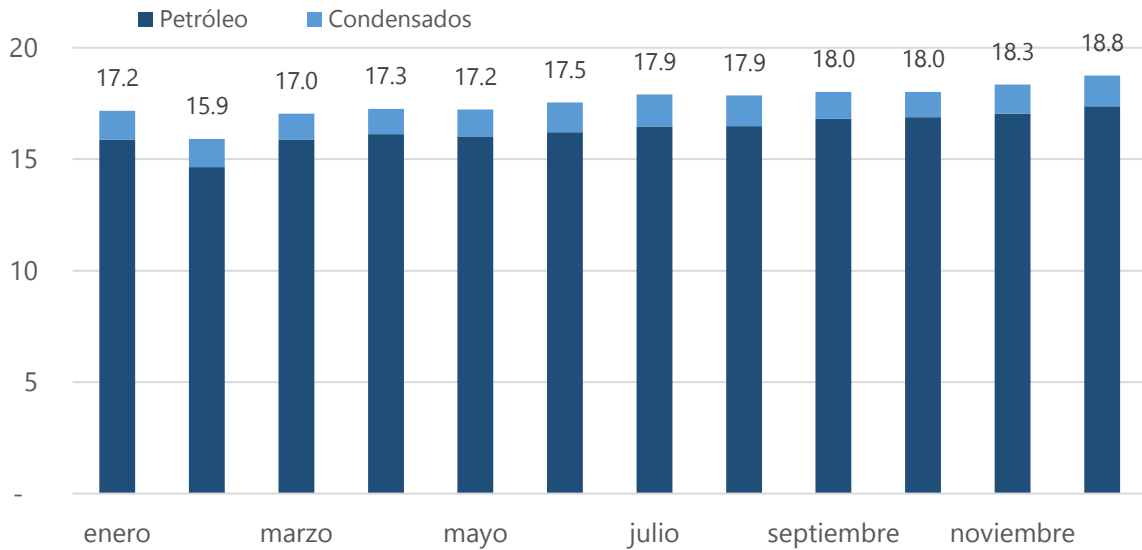


3.1. Contratos de licencia

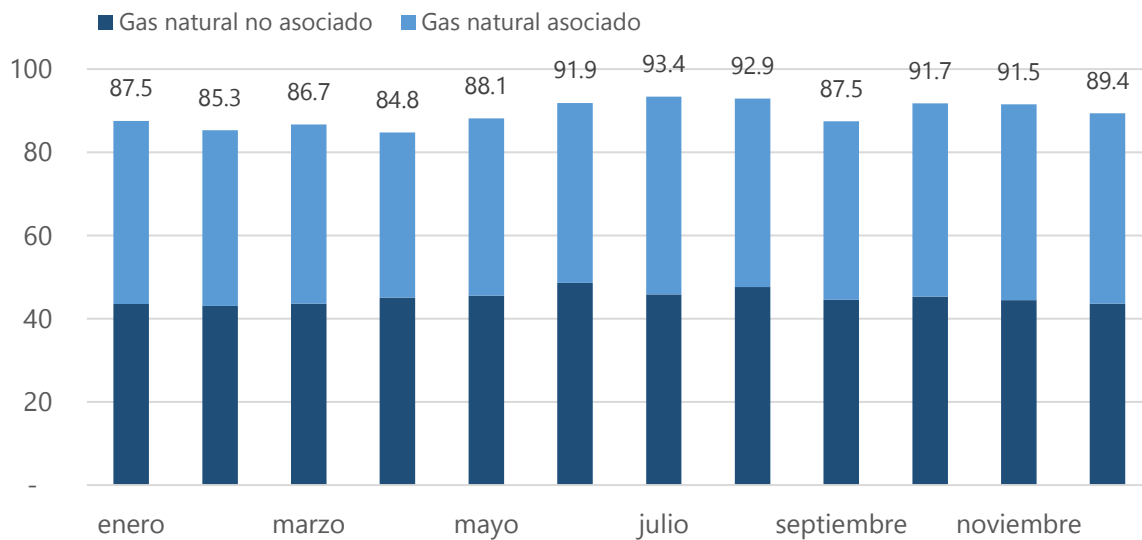
A lo largo del 2019, el Fondo administró los aspectos financieros para un total de 76 contratos de licencia, de los cuales 28 presentaron producción de algún tipo de hidrocarburo durante el año, incluyendo 5 contratos que realizaron pruebas de extracción de hidrocarburos.

La producción diaria de hidrocarburos líquidos y gaseosos de todos los contratos bajo esta modalidad alcanzó al cierre del año 18.8 mil bd y 89.4 miles de millones de pcd respectivamente (Gráficas 19 y 20).

Gráfica 19. Producción de hidrocarburos líquidos de los contratos de licencia
(Cifras en miles de barriles diarios)



Gráfica 20. Producción de hidrocarburos gaseosos de los contratos de licencia
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios^{1/})

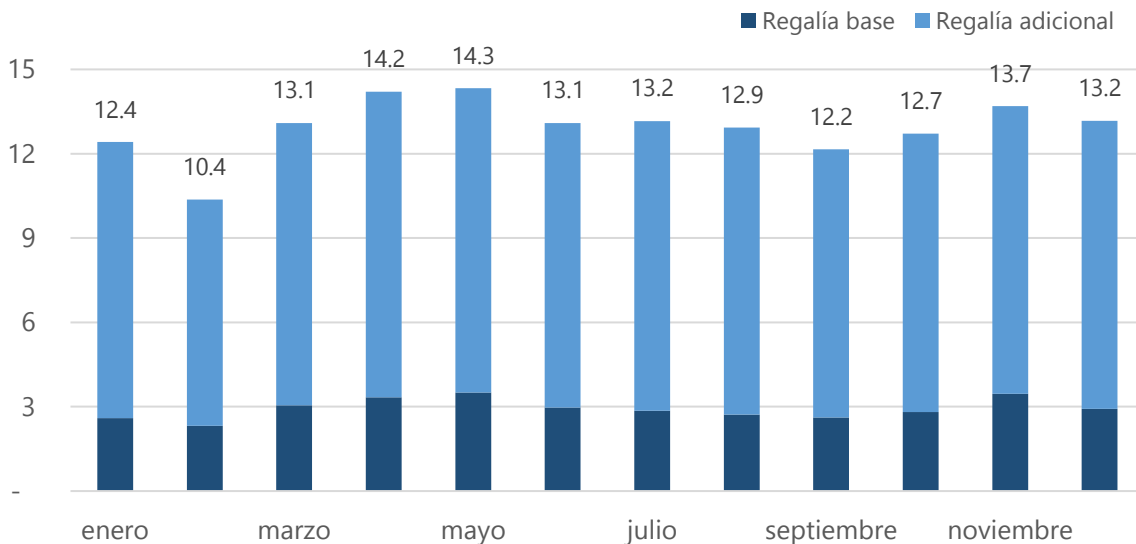


^{1/} Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.

El valor de esta producción ascendió a casi 469 millones de dólares durante 2019, de los cuales el Fondo calculó que las contraprestaciones a favor del Estado alcanzaron un total de 155 millones de dólares, equivalente al 33% del valor de la producción (Gráfica 21).

El Fondo expidió los certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos a favor de aquellos contratistas que se encontraban al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales. Cabe mencionar que dichos documentos amparan los volúmenes de hidrocarburos extraídos a favor de dichas empresas.

Gráfica 21. Regalías determinadas por el Fondo
(Cifras en millones de dólares)



3.2. Contratos de producción compartida

Al cierre del 2019, el Fondo administró los aspectos financieros de 35 contratos de producción compartida, de los cuales los correspondientes a los campos Ek-Balam, Santuario, Ébano, Misión y AMT presentaron extracción de hidrocarburos en la etapa de producción comercial regular. Tres de ellos reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato reportó producción de gas natural no asociado y condensados y otro reportó únicamente producción de petróleo.

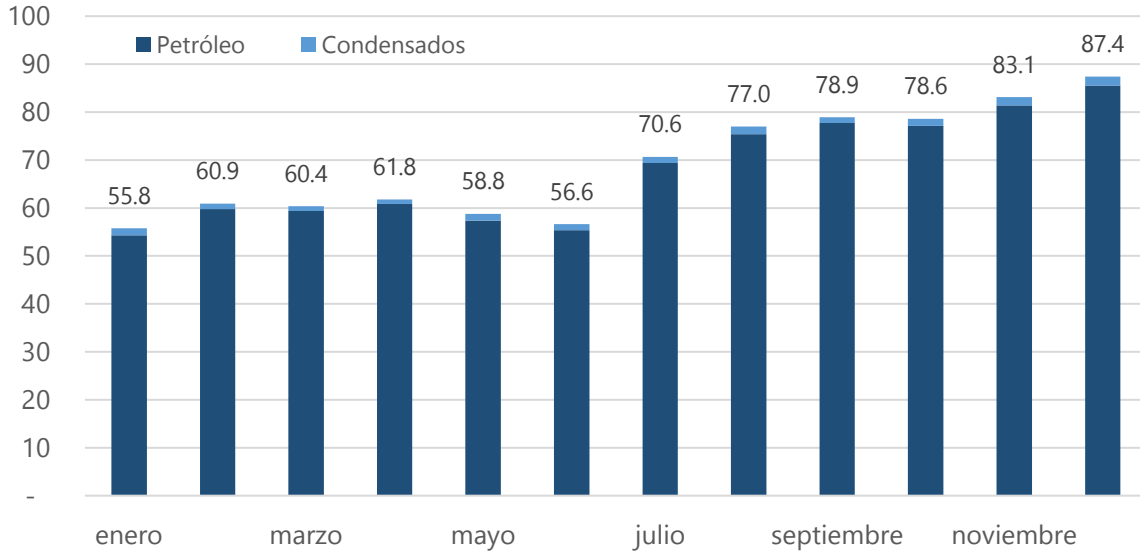
Destaca que la producción de hidrocarburos líquidos correspondiente a los contratos bajo esta modalidad alcanzó un máximo histórico en diciembre de 2019 con 87.4 mbd, lo anterior se atribuye principalmente al inicio de la producción temprana del campo Miztón del complejo AMT, correspondiente al contrato de ENI adjudicado en la ronda licitatoria 1.2 en 2015. Dicho campo incrementó su producción de crudo de 5 mbd en julio a 12 mbd en diciembre, lo que representa un aumento de 124%, posicionándose al cierre de 2019 como el tercer mayor productor de crudo de todos los contratos.

Asimismo, el aumento en la producción de crudo también se vio influenciado por el incremento sostenido en la producción del campo Ek-Balam, pasando de 38.8 mbd en diciembre de 2018 a 55 mbd al cierre de 2019. Seguido del campo Santuario que también alcanzó un máximo histórico en diciembre de 2019 con 13.1 mbd.

Cabe mencionar que en adición a los contratos en etapa de producción comercial regular, dos contratistas realizaron extracción de pruebas: i) el consorcio Talos 7-Sierra-Premier para el área contractual Bloque 7 adjudicado en la ronda 1.1. y ii) el consorcio Hokchi-Talos 2 para el área contractual AS-CS-15 adjudicada en la ronda 3.1.

Gráfica 22. Producción de hidrocarburos líquidos de los contratos de producción compartida^{1/}

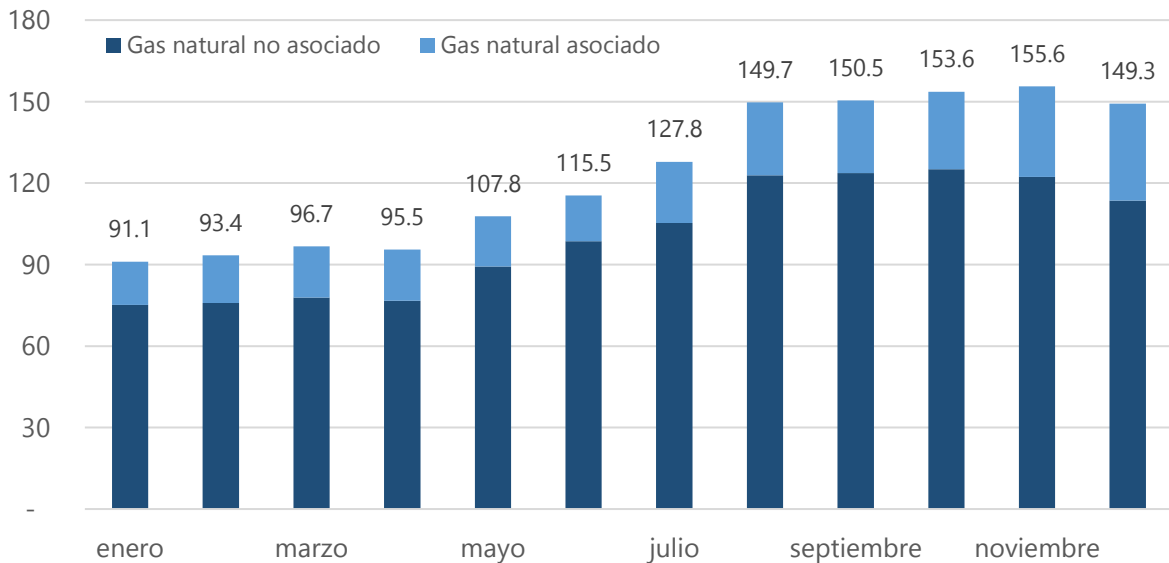
(Cifras en miles de barriles diarios)



^{1/} Los datos incluyen el volumen producido en abril de 2019 por hidrocarburos de pruebas en del consorcio Talos 7-Sierra-Premier y en agosto de 2019 por el consorcio Hokchi-Talos 2.

Gráfica 23. Producción de hidrocarburos gaseosos de los contratos de producción compartida

(Cifras en millones de pies cúbicos diarios^{1/})



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

Con base en la información registrada ante el Fondo por autoridades y contratistas, se determinó que el valor de los hidrocarburos de estos contratos, incluyendo hidrocarburos de prueba, ascendió a 1,472 millones de dólares en 2019. A partir de dicho monto se llevó a cabo el cálculo de contraprestaciones en especie para los contratistas y el Estado.

Tabla 8. Distribución final de las contraprestaciones en especie ^{1/}

Contraprestaciones a favor del:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (miles de millones de BTU)	Condensados (miles de barriles)
Estado	7,807	6,037	68
Contratista	16,943	40,610	429
Total	24,750	46,647	497

^{1/}Los datos incluyen la distribución final de los hidrocarburos de prueba del consorcio conformado por Hokchi Energy y Talos Energy Offshore México 2 producidos en agosto de 2019.

Conforme al modelo de los contratos de producción compartida, los hidrocarburos del Estado se entregan al Comercializador quien posteriormente envía al Fondo los ingresos producto de su venta, una vez descontado el cobro por sus servicios.

Cabe recordar que en 2019, la comercialización de los hidrocarburos del Estado estuvo a cargo de las siguientes empresas:

1. Trafigura México, S.A. de C.V., empresa encargada de comercializar los hidrocarburos líquidos (petróleo y condensados), con una contraprestación por sus servicios equivalente a 0.18 USD/barril (dieciocho centavos de dólar de los EE.UU. por barril).
2. CFenergía, S.A. de C.V., empresa encargada de comercializar gas, con una contraprestación por sus servicios equivalente a 0.02 USD/MMBTU (dos centavos de dólar por millón de BTU).

Las empresas comercializadoras del Estado entregaron al Fondo los recursos correspondientes al IVA generado por las operaciones de comercialización que llevaron a cabo. Dichos recursos fueron integrados al Sistema de Administración Tributaria, a nombre y por cuenta de la CNH, conforme a la información fiscal proporcionada por dicha comisión⁹.

3.3. Registro de información de inversión privada ante el Fondo¹⁰

En cumplimiento a lo establecido en los contratos, tanto de licencia como de producción compartida, los contratistas han registrado ante el Fondo inversiones, costos y gastos incurridos para el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Dicha información es utilizada por el Fondo para calcular el monto de los costos que los contratistas tienen derecho a recuperar como parte de las contraprestaciones establecidas en los contratos de producción compartida que tuvieron producción en 2019. Por su parte, para los contratos de licencia, dado que no consideran la recuperación de costos como una contraprestación, la información registrada es utilizada únicamente con fines informativos y estadísticos.¹¹

En 2019 las empresas registraron inversiones por un total de 2,823 mdd, con lo cual éstas acumulan 3,969 mdd desde el inicio del esquema de contratos. Del total reportado en el año, 1,908 mdd corresponden a contratos de producción compartida y 915 mdd para contratos de licencia. Cabe señalar que los montos registrados se dividen en diferentes actividades petroleras, destacando que en el año alrededor del 60% de la inversión se destinó a las actividades de desarrollo y producción.

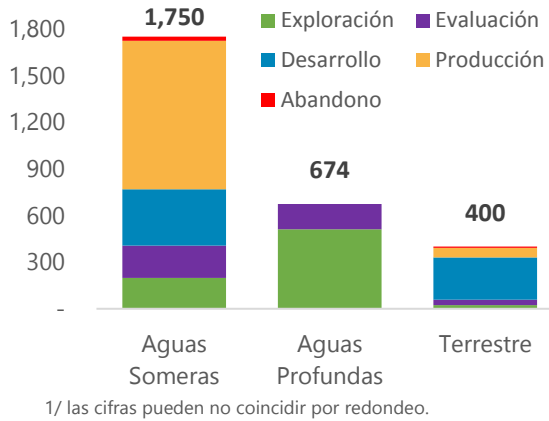
La participación de las inversiones registradas por parte de las empresas privadas durante el 2019 asciende a 1,617 mdd, mientras que las realizadas por Pemex, incluyendo en aquellos contratos en los que participa en consorcio, suman 1,206 mdd. Los campos de aguas someras fueron los que mayor inversión registraron en 2019 con 1,750 mdd, mientras que los campos terrestres y en aguas profundas en conjunto registraron 1,074 mdd.

⁹ Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 8.3 del contrato 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 del 2 de marzo de 2017.

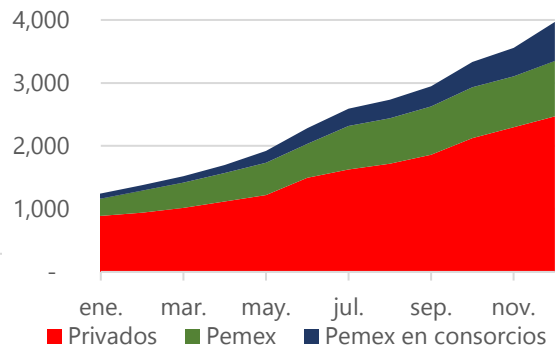
¹⁰ Con fundamento en el artículo 37, Apartado B, fracción VII, de la LISH, corresponde a la SHCP: "Verificar las operaciones y registros contables derivadas del contrato, incluso mediante la realización de auditorías o visitas a los contratistas, conforme a los lineamientos que al efecto emita."

¹¹ El detalle se puede consultar en el portal del Fondo: <https://www.fmped.org.mx/estadisticas/inicio.html>

Gráfica 24. Inversiones registradas en 2019 por tipo de campo y actividad^{1/}
(Cifras en millones de dólares)

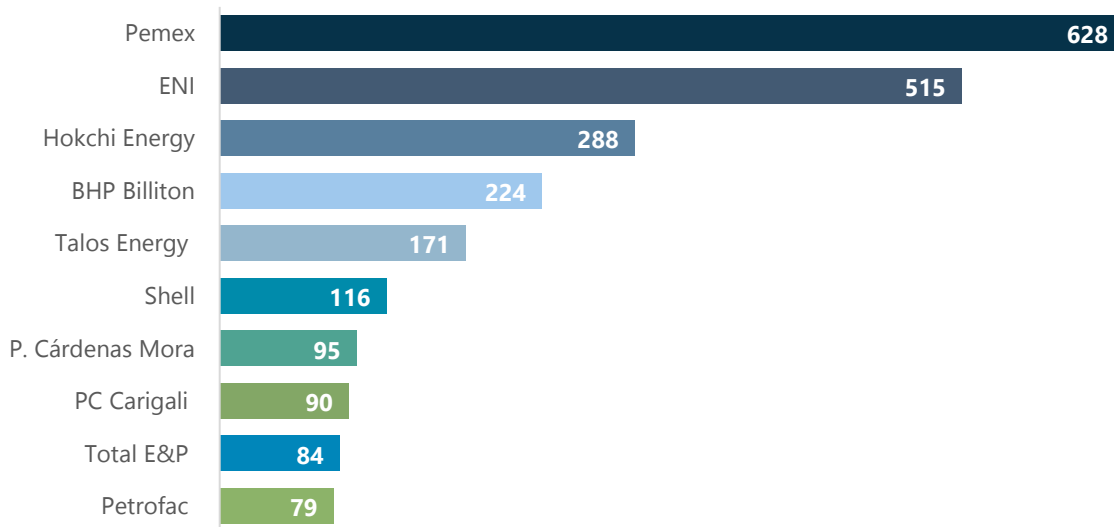


Gráfica 25. Distribución de inversión privada por tipo de contrato
(Cifras en millones de dólares / porcentaje)



Los 10 operadores con mayor inversión en el año componen el 81% del total (2,290 mdd), corresponden a los operadores de Pemex, ENI, Hokchi Energy, BHP Billiton, Talos Energy, Shell, Petrolera Cárdenas Mora, PC Carigali, Total E&P y Petrofac.

Gráfica 26. Principales inversiones de operadores
(Cifras en millones de dólares)



4. Administración del Fondo

4.1. Transparencia y rendición de cuentas

4.1.1 Información relativa a los artículos 73, fracción V, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LFTAIP) y 77 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LGTAIP)

En cumplimiento de lo establecido en la LFTAIP y en los “Lineamientos técnicos federales para la publicación, homologación y estandarización de la información de las obligaciones establecidas en el título tercero, capítulos I y II de la LFTAIP, que deben difundir los sujetos obligados en el ámbito federal en los portales de internet y en la plataforma nacional de transparencia”, el Fondo publicó en tiempo y forma la información prevista en el artículo 73, fracción V, de la LFTAIP.

Asimismo, el Fondo cumplió debidamente con su obligación de poner a disposición del público y mantener actualizada y accesible la información señalada en el artículo 77 de la LGTAIP.

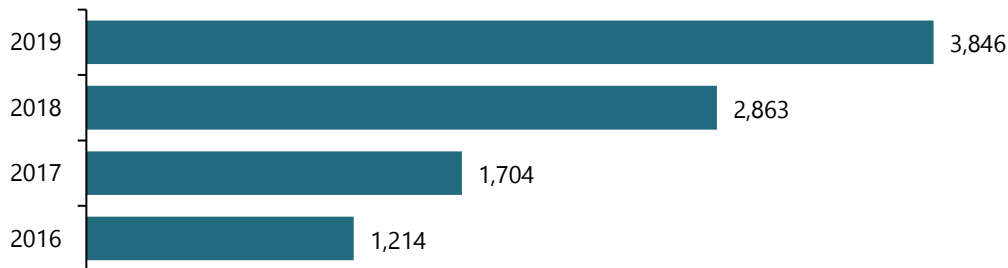
4.1.2 Resultados de la verificación realizada por el INAI

En julio del 2019, el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) notificó al Fondo los resultados de la evaluación vinculatoria de la información publicada por el Fondo en la Plataforma Nacional de Transparencia, como parte de las obligaciones de transparencia establecidas en la LGTAIP y LFTAIP, la cual tuvo por objeto verificar que la información del primer trimestre de 2019 se encontrara completa y actualizada. Con motivo de dicha verificación, el Fondo obtuvo una calificación de 100 puntos porcentuales en el Índice Global de Cumplimiento en Portales de Transparencia, destacando que cumplió íntegramente con las obligaciones de transparencia que le corresponden.

4.1.3 Publicación de estadísticas

En cumplimiento de las obligaciones legales en materia de transparencia y rendición de cuentas, el Fondo realiza publicaciones mensuales de estadísticas a través de la infraestructura SIE-BANXICO, dicho proceso está basado en la creación y actualización de series estadísticas, así como de cuadros analíticos. Durante el año, se incorporaron las estadísticas asociadas al contrato de ENI (R1.2) y a los contratos que registraron inversiones ante el Fondo por primera vez, incrementando 983 series estadísticas y 77 cuadros analíticos. Como resultado, al cierre del año el Fondo actualizó de manera mensual 3,846 series estadísticas y 399 cuadros analíticos.

Gráfica 27. Evolución anual de series estadísticas publicadas por el Fondo



Asimismo, el Fondo ha llevado a cabo las acciones tendientes a mantener la continuidad operativa de su proceso de publicación de información estadística y garantizar de esta forma el cumplimiento de sus obligaciones de transparencia.

4.1.4 Atención a solicitudes de acceso a la información

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, durante el 2019 el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a 73 solicitudes de acceso a la información, respecto de los siguientes temas: a) disposiciones publicadas en la página de internet del Fondo; b) actualización de registro de información en el SIPAC; c) estados financieros del Fondo; d) procura de bienes y servicios de los contratos; e) actividades de exploración y producción de los contratos; f) transferencias ordinarias del Fondo; g) estadísticas publicadas por el Fondo; h) contrataciones administrativas de recursos humanos y materiales del Fondo; i) organización y actividades del Fondo; j) información sobre el sector de hidrocarburos; k) destinos y acceso a los recursos de la reserva del Fondo; l) información sobre series estadísticas; m) fideicomisos en los que participa Banco de México; n) producción de petróleo de Pemex; o) recursos transferidos por Pemex al Fondo; p) Inversiones realizadas por el Fondo; y q) estudios de precios de transferencia realizados por el Fondo.

4.2 Acciones de difusión

En cumplimiento de las instrucciones del Comité, se incrementó la difusión de los objetivos y las acciones del Fondo a través de redes sociales, particularmente a través de campañas de comunicación en la cuenta de Twitter, destacando la elaboración y difusión de material audiovisual con el objetivo de explicar al público en general las principales funciones del Fondo y sus beneficios para la sociedad y la publicación de las estadísticas más relevantes asociadas a las actividades de los áreas contractuales.

Adicionalmente, en el segundo semestre, se llevó a cabo el rediseño de la página de internet del Fondo con la finalidad de mejorar el acceso a la información y facilitar la ubicación de datos y documentos. Asimismo, se realizaron las acciones para facilitar el acceso y visualización de la página web en *tablets* y teléfonos móviles.

4.3 Fortalecimiento al Control Interno

El Fondo ha mantenido su sistema de control interno actualizado conforme a los estándares del Banco de México, asegurando que la normatividad interna refleje de manera adecuada los procesos y controles a la operación que permiten dar cumplimiento a su encomienda.

Por otra parte, buscando garantizar que los procesos puedan ejecutarse aún 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, se elaboraron los planes de continuidad específicos de los procesos: i) Administración financiera de los contratos, ii) Operación financiera del Fondo y iii) Gestión administrativa del Fondo. Para estos dos últimos, se incluyeron estrategias para la operación manual y para la operación desde un sitio alterno.

Finalmente, en coordinación con la Dirección de Administración de Riesgos del Banco y en línea con la política de control interno y administración de riesgos establecida por dicha unidad, se concluyó la evaluación de riesgos operativos del proceso Administración de la Reserva del Fondo. Como resultado de esta evaluación se identificaron los eventos potenciales de riesgo, así como los controles establecidos determinando que son adecuados para administrarlos y brindan una seguridad razonable para dar cumplimiento con los objetivos del proceso. Adicionalmente, no se identificó ninguna observación.

4.4 Fiscalización del Fondo

4.4.1 Auditoría Superior de la Federación (ASF)

Durante 2019 la ASF realizó dos auditorías al Fondo correspondientes a la revisión de la cuenta pública 2018, concluyendo éstas sin observaciones.

- i)** La auditoría 99-GB denominada "Adjudicación y Formalización de Contratos de Licencias y de Producción Compartida de las Rondas 2 y 3", la cual tuvo por objeto fiscalizar: a) la gestión financiera de los procesos licitatorios para la asignación de áreas de exploración y extracción de hidrocarburos; b) verificar que los ingresos se obtuvieron conforme a lo estipulado en los contratos de licencia y de producción compartida y c) el registro contable y presupuestal realizado con apego a la normatividad.
- ii)** La auditoría 92-GB denominada "Transferencias y Aplicación de Recursos del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo", la cual tuvo por objeto fiscalizar que los recursos transferidos por el Fondo se realizaran de acuerdo con las disposiciones legales y normativas; que las entidades receptoras los ejercieron para el objeto para el cual fueron destinados; que contaron con la documentación justificativa y comprobatoria, y que su registro presupuestal y contable se apegó a la normativa.

4.4.2 Auditor externo

En abril de 2019, el despacho Mancera, S.C., en su carácter de auditor externo del Fondo, envió a la Presidencia de la República, al Congreso de la Unión y al Comité Técnico del Fondo, el dictamen a los estados financieros y el informe sobre el ejercicio del presupuesto de gasto de operación del Fideicomiso, correspondiente al periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018.

El auditor externo del Fondo emitió su dictamen sin observaciones, señalando al efecto, que los estados financieros, así como el informe sobre el ejercicio del presupuesto de gasto de operación presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales la situación financiera del Fondo, sus actividades y flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2018, de conformidad con las Normas de Información Financieras mexicanas y demás disposiciones aplicables.

4.4.3 Auditoría Interna

Durante el 2019, la Unidad de Auditoría del Banco de México llevó a cabo la auditoría número GATIE-15/19 denominada "Administración de la Reserva del Fondo", cuyo periodo de verificación abarcó del 1 de diciembre de 2017 al 31 de mayo de 2019, con el objetivo de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable y el sustento documental de las operaciones relativas a la administración de la reserva del FMPED, 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.

En el desarrollo de la auditoría, el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a los requerimientos formulados por la Unidad de Auditoría, concluyendo sin observaciones para el Fondo.

4.4.4 Atención al informe del Contralor Interno

En la sesión del Comité Técnico de octubre de 2019, la Contraloría Interna del Fondo rindió el "Informe y Dictamen al desempeño de la Coordinación Ejecutiva" con opinión favorable sobre el desempeño de la Coordinación Ejecutiva y de su personal durante el primer semestre de 2019, en virtud de que se constató el manejo eficaz y eficiente de los recursos humanos, financieros y materiales, así como de una ejecución en tiempo y forma de los procesos y procedimientos conforme lo establece el Banco de México, cumpliendo con la transparencia y rendición de cuentas y apego a las diversas disposiciones legales así como de su cometido en lo correspondiente a la administración financiera y cálculo de contraprestaciones de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

4.5 Estados financieros

Los estados financieros dictaminados del Fondo y sus notas al 31 de diciembre de 2019, fueron preparados con base en las Normas de Información Financiera Mexicanas (NIFs), observando lo establecido en la NIF B16 aplicable a las entidades con propósitos no lucrativos y dictaminados por el auditor externo, los cuales se adjuntan como Anexo 1 al presente informe.

4.6 Gasto de operación autorizado y ejercido

En octubre del 2018, el Comité Técnico autorizó un Gasto de Operación de 107 millones de pesos destinados a cubrir los honorarios fiduciarios de 2019, conforme a los apartados y montos que se indican a continuación:

Tabla 9. Gasto de Operación autorizado
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	2019
Recursos Humanos	69,499,557
Costos de Ocupación	8,171,769
Tecnologías de la Información	21,514,238
Otros Gastos de Operación	7,439,776
Total	106,625,340

La SHCP en su carácter de fideicomitente del Fondo, determinó los mecanismos de fondeo de los honorarios fiduciarios mediante la aplicación de los rendimientos financieros generados durante el ejercicio 2019 hasta por un monto de 80.1 millones y el restante con las disponibilidades al cierre del ejercicio 2018.

Al 31 de diciembre de 2019, la operación del Fondo implicó un gasto de operación de 90.5 millones de pesos conforme a la Tabla 10, cantidad que ha sido pagada al Banco de México por concepto de honorarios fiduciarios según la Tabla 11:

Tabla 10. Gasto de Operación ejercido
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Primer trimestre	Segundo trimestre	Tercer trimestre	Cuarto trimestre	Total
Gasto de Operación Ejercido	29.3	19.3	17.9	24.0	90.5

Tabla 11. Honorarios fiduciarios
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Total ejercido
Recursos Humanos	54.3
Costos de Ocupación	6.4
Tecnologías de la Información	16.0
Otros Gastos de Operación	1.3
Subtotal	78.0
IVA	12.5
Total	90.5

El informe sobre el ejercicio del Presupuesto de Gasto de Operación auditado correspondiente al periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019, se adjunta al presente como Anexo 2.