

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

Informe anual 2020

Presentación

El presente documento corresponde al informe del ejercicio 2020, 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 2020, 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 2020 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 sexto año de operación, los recursos provenientes de la renta petrolera que el Fondo transfirió al Gobierno Federal equivalieron al 0.8% del Producto Interno Bruto (PIB), estimado en los Criterios Generales de Política Económica del 2020 (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 2020 (LIF), la cual establecía un monto a transferir equivalente al 1.6% 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 1,076.45 millones de dólares. Las inversiones realizadas se ajustaron a la cartera parámetro definida por el Comité Técnico 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 el número de contratos se mantuvo constante con respecto al año previo, con lo que el Fondo llevó a cabo la administración financiera de 111 contratos, de los cuales 35 operan bajo la modalidad de producción compartida y 76 bajo la modalidad de licencia. De manera mensual, el Fondo: i) llevó a cabo el cálculo de las contraprestaciones, gestionando para ello la información de volúmenes de producción y comercialización, ii) registró los costos, gastos e inversiones que los contratistas reportaron para el desarrollo de las áreas contractuales y iii) publicó los datos sobre volúmenes de producción, comercialización, precios y demás información establecida en las obligaciones de transparencia.

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 2020, lo cual fue reportado oportunamente a dicho órgano colegiado de forma trimestral.

1. Administración de los ingresos petroleros

El Fondo gestionó un total de 1,919 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.

1.1. Ingresos provenientes de asignaciones

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

Tabla 1. Ingresos recibidos por asignaciones
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	2019	2020	Δ% (2020 vs. 2019)
Derecho por la Utilidad Compartida	356,328	163,104	-54%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	63,022	38,612	-39%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	1,068	1,058	-1%
Total	420,418	202,774	-52%

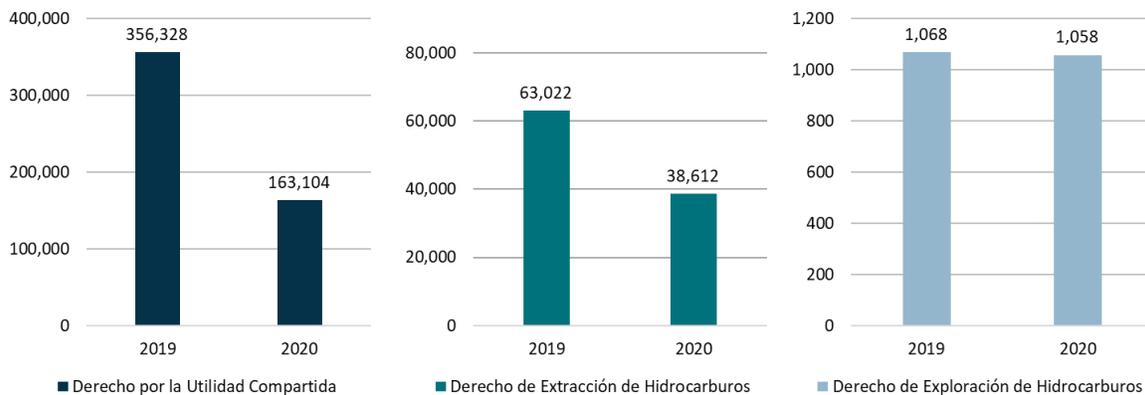
Nota: Incluye los 13,575 mdp recibidos por los derechos de extracción de hidrocarburos y por la utilidad compartida, en virtud del Decreto publicado en el DOF el 28 de diciembre de 2020, mediante el cual se autorizó al asignatario a diferir el pago de los derechos para enero 2021.

Los recursos recibidos por el DUC representaron el 80.4% de los ingresos provenientes de las asignaciones, mientras que el DEXT y DEXP representaron el 19% y el 0.6%, respectivamente.

² Sesiones del Comité Técnico durante 2020 http://www.fmped.org.mx/transparencia.html#comite_tecnico

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

Gráfica 1. Ingresos recibidos por asignaciones
(Cifras en millones de pesos)



Como se observa en la Tabla 1, los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante 2020 disminuyeron 52% con respecto al año anterior, derivado principalmente por la caída en los ingresos del DUC y DEXT.

La disminución en el DUC se explica principalmente por el estímulo fiscal otorgado a Pemex conforme al decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) en abril, consistente en el otorgamiento de un crédito fiscal acreditable en el pago del DUC⁴ equivalente al 28% de la base gravable. Pemex explicó dicho crédito contra los pagos provisionales que realiza cada mes, lo que resultó en una caída en los ingresos por dicho concepto de 48% en el año.

El otro factor que explica la caída de los ingresos provenientes de Pemex fue la caída en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional durante el primer cuatrimestre del año, lo que provocó que el promedio del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) para todo 2020 se ubicara 13 dólares por debajo del estimado en los CGPE de 2020, que era de 49 dólares por barril.

Cabe mencionar que los recursos correspondientes al DUC y DEXT de noviembre y que debían ser recibidos en diciembre fueron entregados al Fondo hasta enero del 2021, derivado del decreto publicado en el DOF el 28 de diciembre de 2020, en el cual se autoriza al asignatario a pagar en forma diferida el pago provisional de dichos conceptos.

1.2. Ingresos provenientes de contratos

El Estado recibe diversas contraprestaciones provenientes de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, algunas de las cuales son recibidas en especie y entregadas a la empresa comercializadora del Estado. El comercializador del Estado se encarga de la venta de los hidrocarburos y posteriormente entrega los recursos al Fondo.

⁴ Decreto publicado en el DOF el 21 de abril de 2020.

Al lo largo del 2020, el Fondo recibió el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado⁵: 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); d) Penas convencionales⁶ y e) Recursos por la comercialización de los hidrocarburos del Estado, conforme a lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por contratos^{1/}

(Cifras en millones de pesos)

Cuota exploratoria	1,476
Total	1,476

(Cifras en millones de dólares)

Regalía base	14
Regalía adicional	39
Penas convencionales	21
Total	75

^{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.

Tabla 3. Ingresos netos por comercialización de hidrocarburos

(Cifras en millones de dólares)

Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular	278
Total	278

1.3. 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

⁵ Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

⁶ 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.



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 para el periodo de 2020 ascendió a 211,814 millones de pesos, equivalentes al 0.8% del PIB estimado en los CGPE 2020, lo que representó una disminución del 51% respecto a lo transferido en 2019. Dicha caída se debe principalmente 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 2020 anticipaba transferencias por 412,798 millones de pesos, lo que equivalía al 1.6% del PIB.

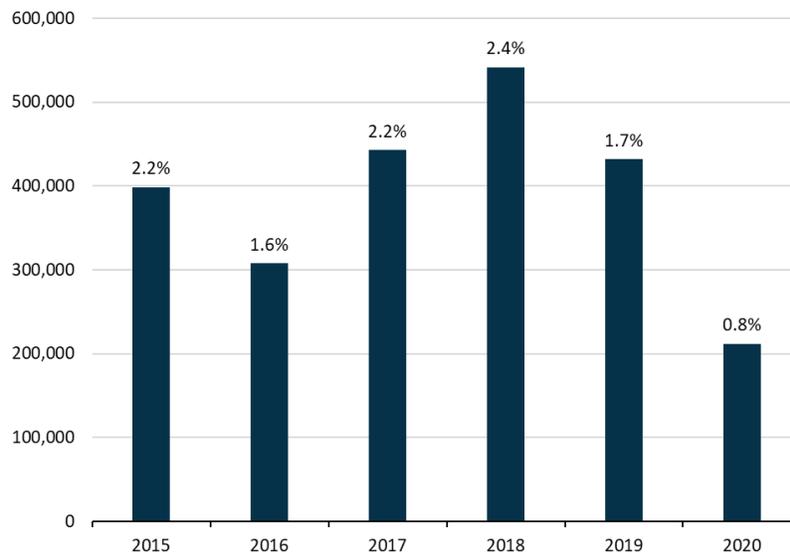
Tabla 4. Transferencias ordinarias^{1/}
(Cifras en millones de pesos)

	2019	2020	Δ% (2020 vs 2019)
I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	11,455	9,082	-21%
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	3,332	2,642	-21%
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	4,530	3,591	-21%
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	3,384	2,683	-21%
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	2,200	1,744	-21%
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	508	402	-21%
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	677	537	-21%
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	27	24	-13%
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	409,168	193,792	-53%
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	266	211	-21%
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	408,902	193,581	-53%
Total	431,896	211,814	-51%

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

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.

Gráfica 2. Transferencias ordinarias al Estado
(Cifras en millones de pesos y como porcentaje del PIB)



Nota: Incluye los 13,575 mdp recibidos por los derechos de extracción de hidrocarburos y por la utilidad compartida, en virtud del Decreto publicado en el DOF el 28 de diciembre de 2020, mediante el cual se autorizó al asignatario a diferir el pago de los derechos para enero 2021.

1.4. Registro del Fiduciario

A lo largo de 2020, la Secretaría de Energía notificó al Fondo la modificación de 31 títulos de asignación otorgados a Pemex. Asimismo, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de 3 convenios modificatorios para igual número de contratos.

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 2020

Ronda	Contratos en Exploración ^{1/}		Contratos en Producción ^{2/}		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	1	12	4	20	37
Dos	10	31	-	9	50
Tres	15	-	1	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
Total	26	44	9	32	111

^{1/} Se refiere a los contratos que realizaron actividades de exploración y/o evaluación.

^{2/} Se refiere a los contratos a los que se le ha calculado contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos.

Tabla 6. Asignaciones^{1/} inscritas en el Registro del Fiduciario a diciembre de 2020

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	275
Asignación de exploración	71
Asignación de exploración y extracción	5
Asignación de resguardo	45
Total	396

^{1/} Fuente: FMP con datos de la CNH.

2. Administración de la Reserva del Fondo

Durante el año 2020, el Fondo administró la cartera de inversión (Cartera) conforme a la estrategia de inversión de mediano plazo autorizada por el Comité y que se refleja en la composición de la cartera de referencia. Con el objetivo de aprovechar las condiciones del mercado para obtener el máximo rendimiento posible con respecto a la cartera parámetro, se llevaron a cabo diferentes estrategias de inversión tácticas, asegurando en todo momento el cumplimiento de las PIARF.

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

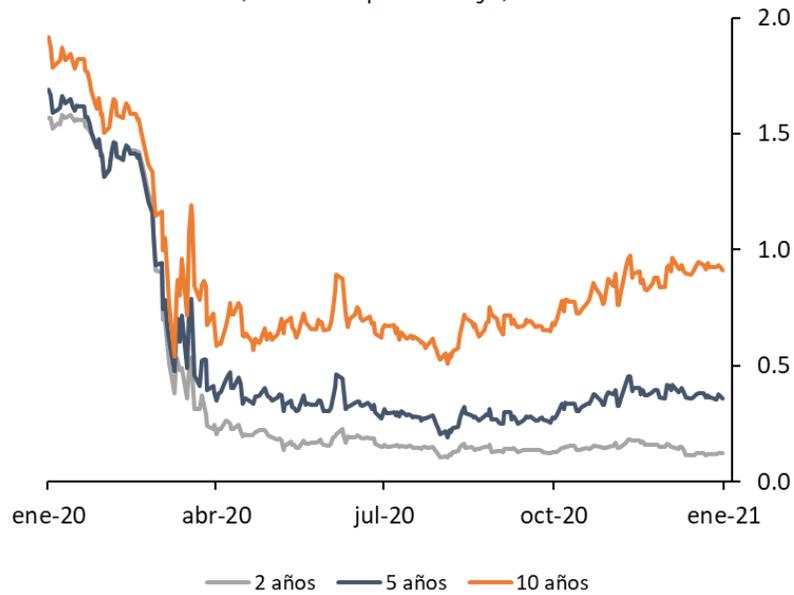
Durante 2020 prevaleció un entorno de elevada incertidumbre caracterizado por un deterioro significativo en la actividad económica alrededor del mundo. El efecto negativo sobre el crecimiento económico, a consecuencia de las medidas de confinamiento establecidas a nivel global, así como por la pérdida de empleo generalizada, se dio a raíz de la pandemia del Coronavirus (COVID-19).

Como respuesta a la crisis económica, los bancos centrales de las principales economías implementaron políticas monetarias expansivas que generaron un ambiente de tasas bajas a nivel global. En cuanto a las acciones tomadas por parte de la Reserva Federal, destacó la reducción de 150 puntos base (p.b.) de su tasa de interés de referencia para ubicarla en un rango de entre 0.25% y 0%. Asimismo, anunciaron un programa de compra de activos, a un ritmo de \$120 mil millones de dólares al mes. Por su parte, como medidas adicionales de apoyo, los gobiernos de las principales economías implementaron políticas de estímulo fiscal. En particular, vale la pena resaltar la serie de paquetes aprobados por el congreso de EE.UU. a lo largo del año por un monto total acumulado de \$6.79 trillones de dólares siendo este el más grande de su historia.

A consecuencia de todo lo anterior, las tasas de las notas del Tesoro de EE.UU. mostraron una fuerte caída en el año alcanzando niveles de 0.11% y 0.51% para los títulos con vencimiento de 2 y 10 años respectivamente. Por otro lado, los diferenciales entre las tasas de agencias gubernamentales y de deuda corporativa de alto grado de inversión respecto a las de activos sin riesgo se ampliaron de forma importante y tras pasar por un periodo de alta volatilidad mostraron una recuperación hacia finales del año ante el optimismo provocado por las vacunas y conforme el estímulo monetario y fiscal surtió efecto (Gráfica 3 y 4).

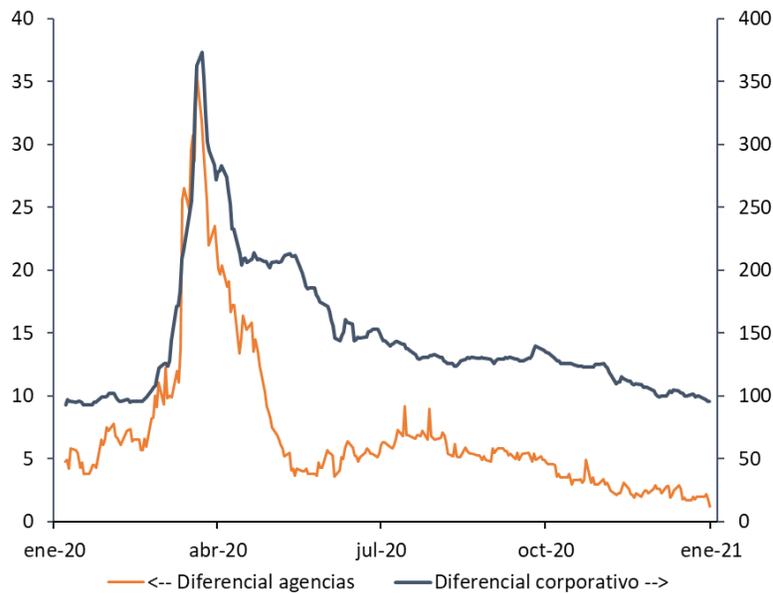


Gráfica 3. Tasas de las notas del Tesoro de EE.UU.
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 4. Diferencial de agencias gubernamentales y de deuda corporativa de alto grado de inversión frente a nota del Tesoro de EE.UU.
(Cifras en porcentaje)

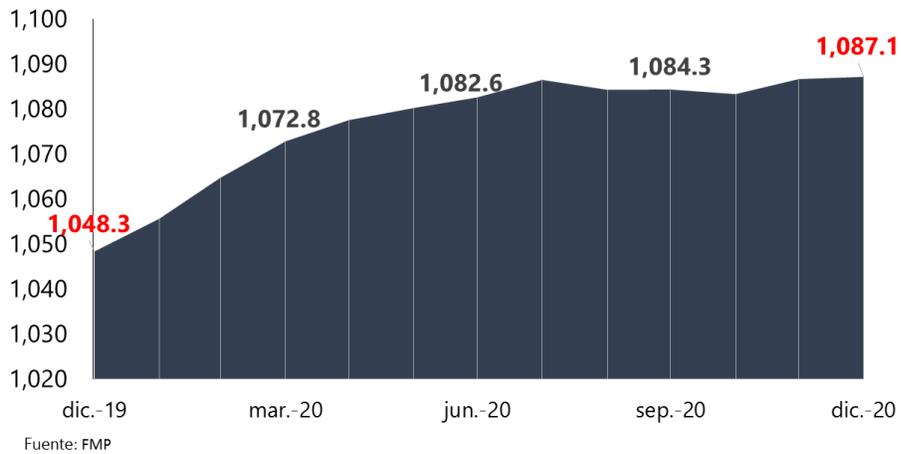


Fuente: Bloomberg

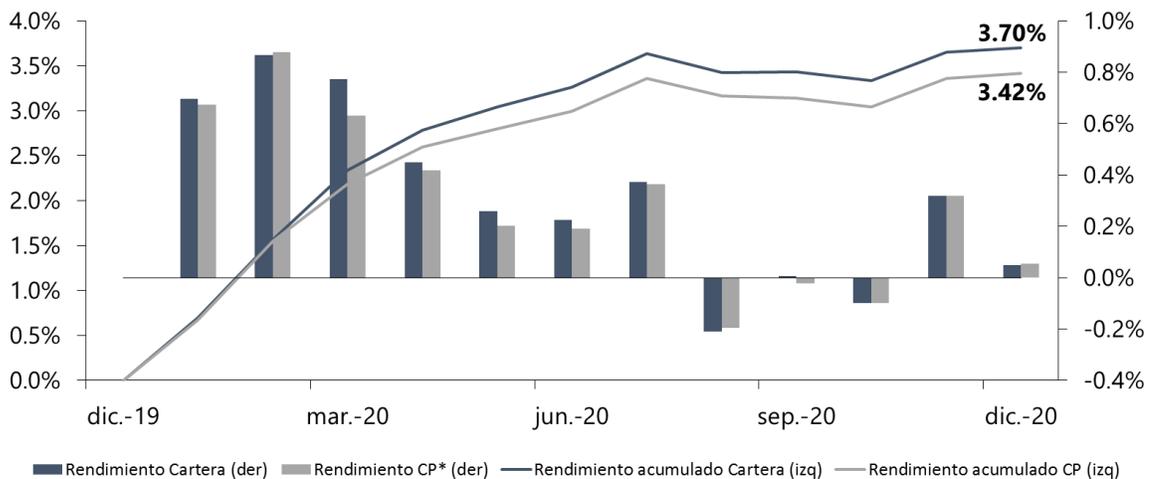
b. Desempeño de la Cartera

El valor de la Reserva al 31 de diciembre ascendió a 1,087.1 millones de dólares (Gráfica 5) lo cual representó un rendimiento anual de 3.7% que superó significativamente el rendimiento a vencimiento de 1.70% que presentaba la Cartera al inicio del año, y del mismo modo superando al rendimiento que presentó la cartera parámetro por 29 puntos base⁸ (Gráfica 6).

Gráfica 5. Valor acumulado de la Cartera en 2020
(Cifras en millones de dólares)



Gráfica 6. Rendimiento mensual y acumulado de las carteras en 2020
(Porcentaje)

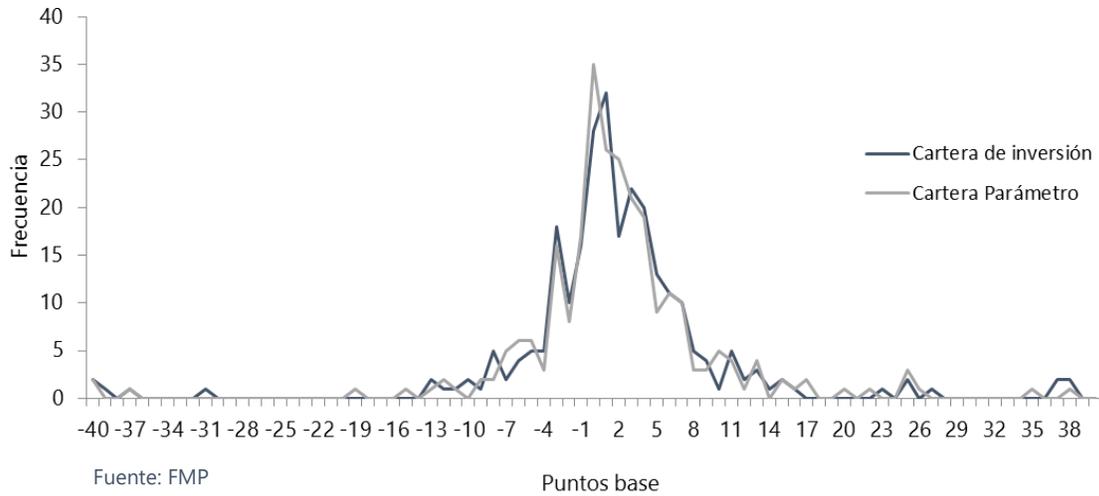


*CP: Cartera Parámetro

⁸ La diferencia de los rendimientos puede no coincidir debido al redondeo.

Al comparar la distribución de los retornos de cada una de las carteras durante 2020 se observa que la de la Cartera presenta un sesgo más positivo a la de la cartera parámetro, así como una media más alta (1.39 puntos base contra 1.28).

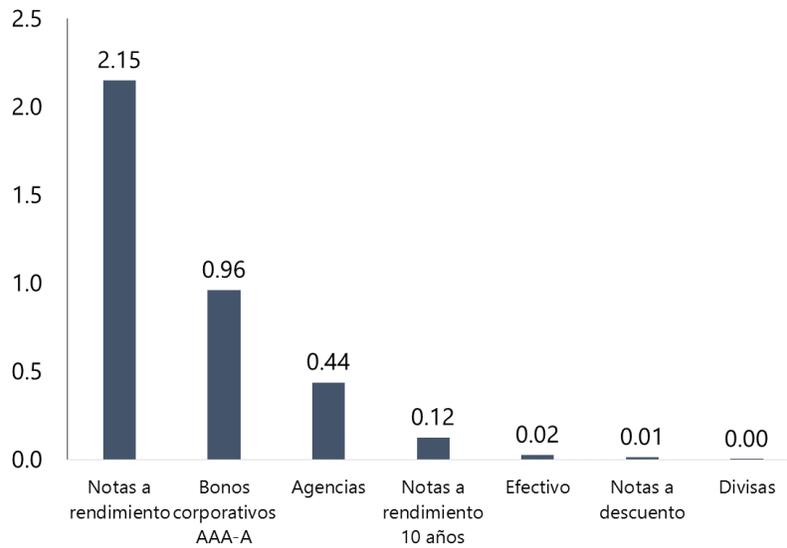
Gráfica 7. Distribución de los rendimientos durante 2020
(Cifras en porcentaje)



El rendimiento de la Cartera se explica principalmente por el desempeño de las notas a rendimiento, las cuales tuvieron la mayor contribución al aportar 215 puntos base del retorno total (Gráfica 8). 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 96 puntos base, debido a un incremento en la demanda por activos de que ofrecieran mayor rendimiento en un entorno de tasas históricamente bajas.

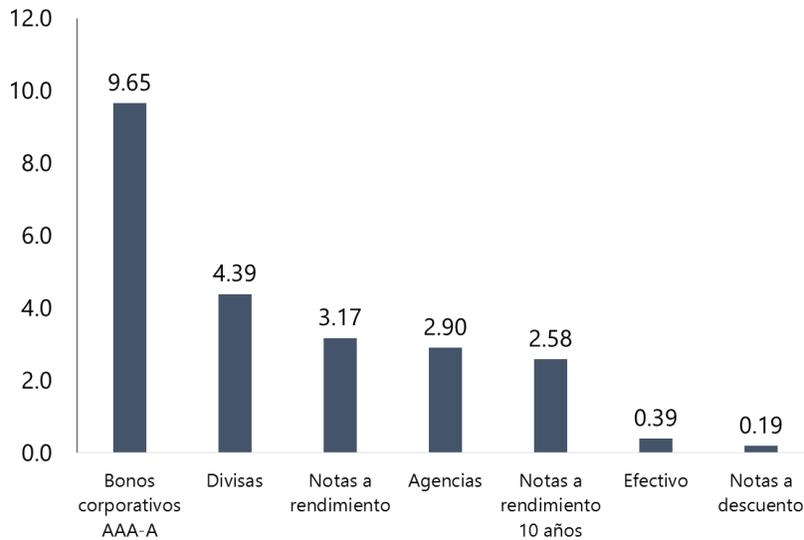


Gráfica 8. Contribución al rendimiento acumulado durante 2020
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

Gráfica 9. Rendimiento acumulado durante 2020
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

Como se mencionó anteriormente, la Cartera presentó un rendimiento superior al de la cartera parámetro en 29 p.b. La Tabla 7 presenta el origen de la diferencia en los rendimientos entre la Cartera y la cartera parámetro⁹. En este sentido, se observa que los efectos que más contribuyeron a la diferencia en los rendimientos fueron la asignación de activos derivada de la asignación en el sector largo de la curva (Notas de 10 años) y la selección de instrumentos en los bonos corporativos, derivada de una composición distinta al índice de los bonos corporativos utilizado en la cartera de referencia.

Tabla 7. Diferencia en rendimientos: Cartera vs Cartera Parámetro

	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Costos de transacción
TOTAL	13	10	6
Notas a descuento	8	-1	0
Bonos corporativos	4	9	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	0	-1	1
Notas a rendimiento (10 años)	7	0	5
Agencias	0	4	0
Efectivo	-6	0	0

Fuente: FMP

Al cierre del 2020 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. y notas a descuento.

⁹ Los efectos de atribución son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii) costos de transacción, rendimiento generado al operar a un precio por encima o por debajo del precio de cierre.

Gráfica 10. Composición de la Cartera al cierre de diciembre de 2020



Rendimiento a vencimiento (%)	0.3
Duración modificada (%)	2.4

Fuente: FMP

2.2. Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgos

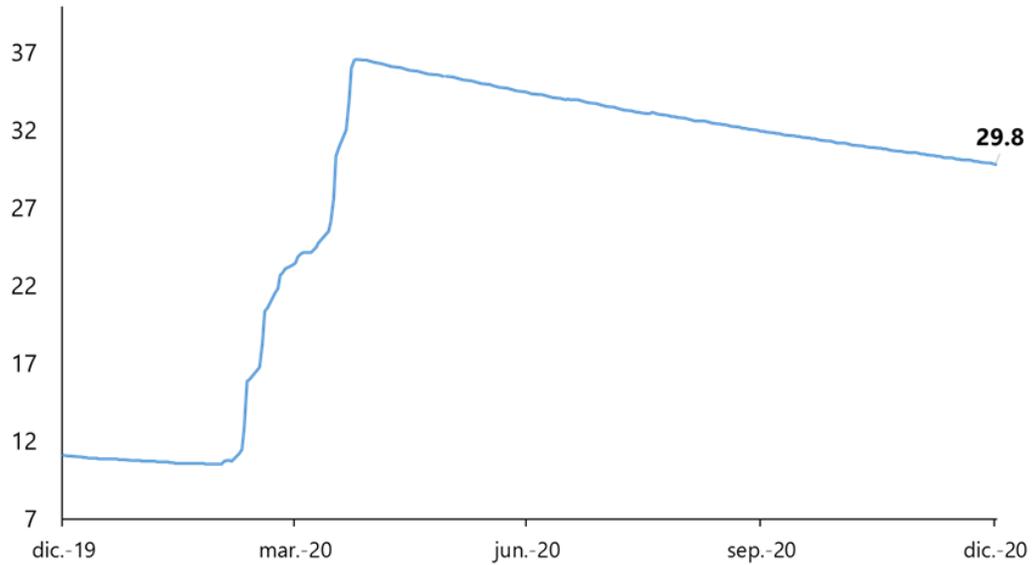
A lo largo del año las características de la Cartera se adecuaron a la de la cartera de referencia presentando ligeras desviaciones en su composición producto de las estrategias tácticas encaminadas a obtener un retorno superior. De esta forma al cierre del periodo reportado, el Tracking Error¹⁰ de la Cartera con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 29.8 puntos base, por debajo del límite máximo permitido que es de 50 puntos base. Dicha métrica mostró un incremento al inicio del año debido a la alta volatilidad que se observó en marzo del 2020 cuando los mercados reaccionaron a la desaceleración económica asociada a la pandemia y las consecuentes medidas de confinamiento, para posteriormente tener un decremento paulatino derivado de la baja volatilidad que se observó en los mercados de renta fija.

¹⁰ 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.



Gráfica 11. Tracking Error de la Cartera en 2020

(Cifras en puntos base)



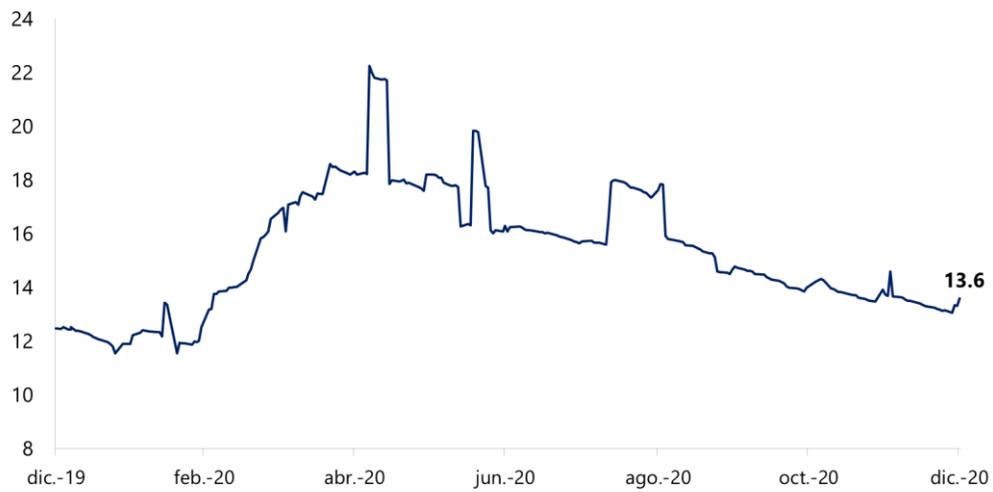
Por su parte, el Valor de Riesgo¹¹ (VaR) de la Cartera al cierre del año se ubicó en 13.6 puntos base (Gráfica 12), lo que implicó que bajo condiciones normales y con una probabilidad del 95%, la pérdida esperada de la Cartera no excedería 1.4 millones de dólares en un día. Los bonos corporativos representaron el activo que más contribuyó al VaR de la Cartera, con el 53% del total y que las notas a rendimiento aportaron el 40% del VaR (Gráfica 13).

¹¹ 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.



Gráfica 12. VaR MonteCarlo de la Cartera en 2020

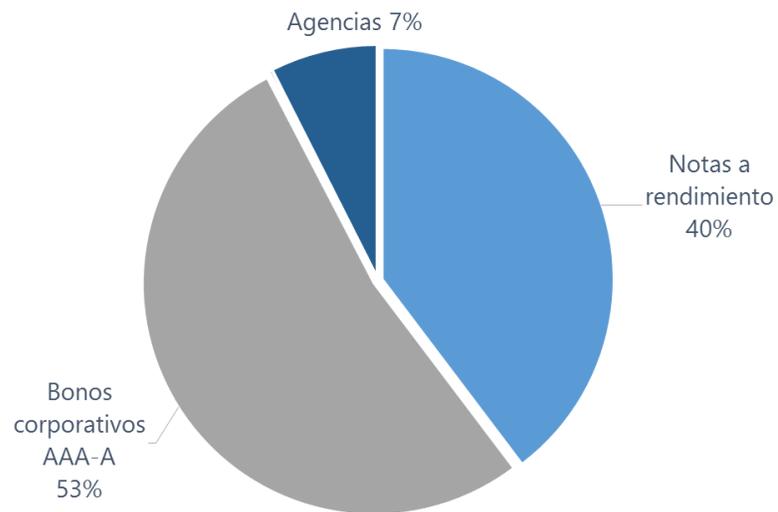
(Cifras en puntos base)



Fuente: FMP

Gráfica 13. Descomposición del VaR de la Cartera por sector

(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

b. Cumplimiento de 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 año 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.

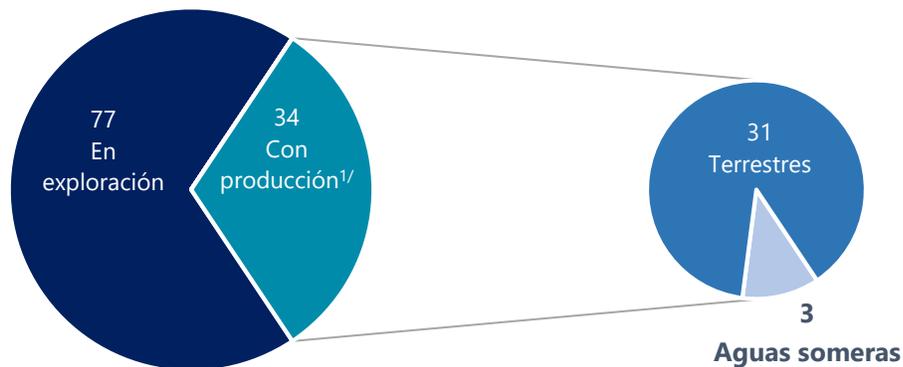
Tabla 8. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de diciembre

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
86%	5%	8%	0%	0%

3. Administración de los aspectos financieros de los contratos

A lo largo del 2020, el Fondo tuvo 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. De este total 34, contratos presentaron producción en el año, lográndose niveles máximos históricos de producción.

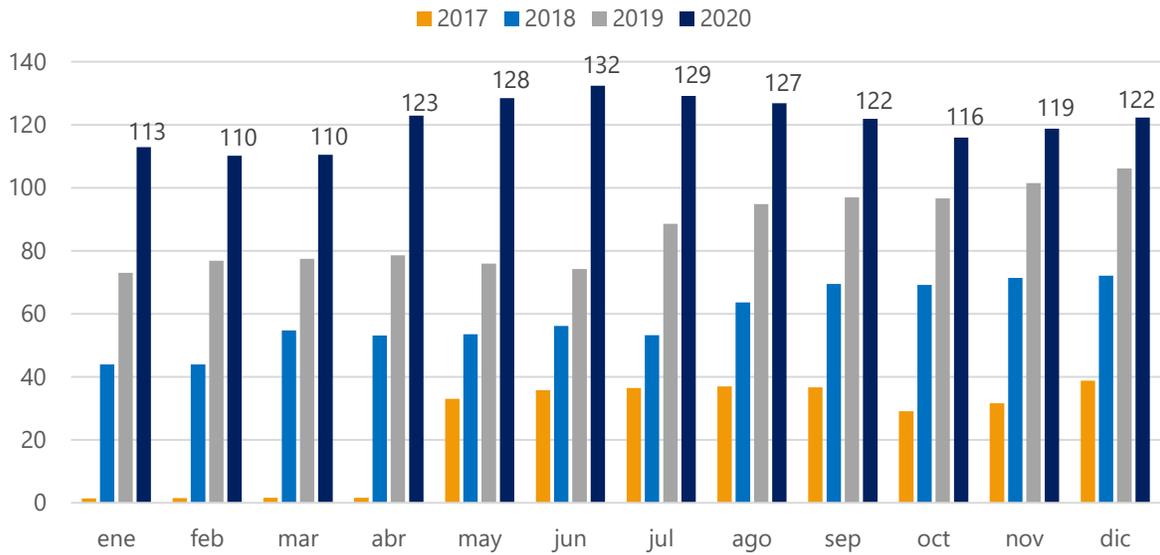
Gráfica 14. Número de contratos registrados ante el Fondo por actividad



^{1/} Contratos que presentaron producción de al menos de un hidrocarburo durante 2020.

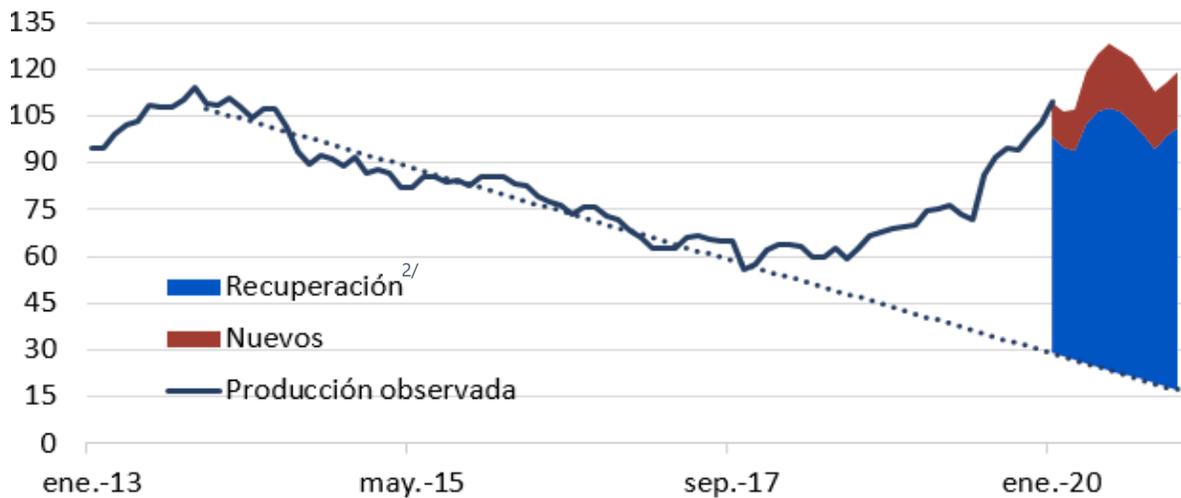
En 2020 la producción de hidrocarburos líquidos aumentó 40% respecto al año anterior, alcanzando en junio 132 mil barriles diarios (mbd). Los principales campos que impulsaron el incremento fueron Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT) con un incremento de 69%, pasando de un promedio anual de 10 mbd en 2019 a 16 mbd en 2020 y Ek Balam con un aumento del 38%, pasando de 46 mbd en 2019 a 64 mbd en 2020. Aunado a lo anterior, la empresa Hokchi Energy inició su etapa de producción regular en mayo de 2020 con el contrato correspondiente a la ronda 1.2 y al cierre del año aportó 1.9 mbd a la plataforma nacional.

Gráfica 15. Producción de hidrocarburos líquidos de los contratos
(Cifras en miles de barriles diarios)



En 2020, la producción de petróleo de los contratos se ubicó en un promedio de 118 mbd. Salvo el caso de AMT y Hokchi, que aportaron en promedio 17 mbd nuevos de petróleo, en términos generales, la extracción de crudo de los contratos proviene de campos maduros operados por empresas privadas y por Pemex, quienes en 2020 continuaron con la tendencia lograda en 2019, al frenar la tasa de declinación observada desde 2013 y recuperar cerca de 84 mbd al cierre del año. (Gráfica 16).

Gráfica 16. Producción de petróleo de contratos: recuperación y nuevos barriles^{1/}
(Cifras en miles de barriles diarios)



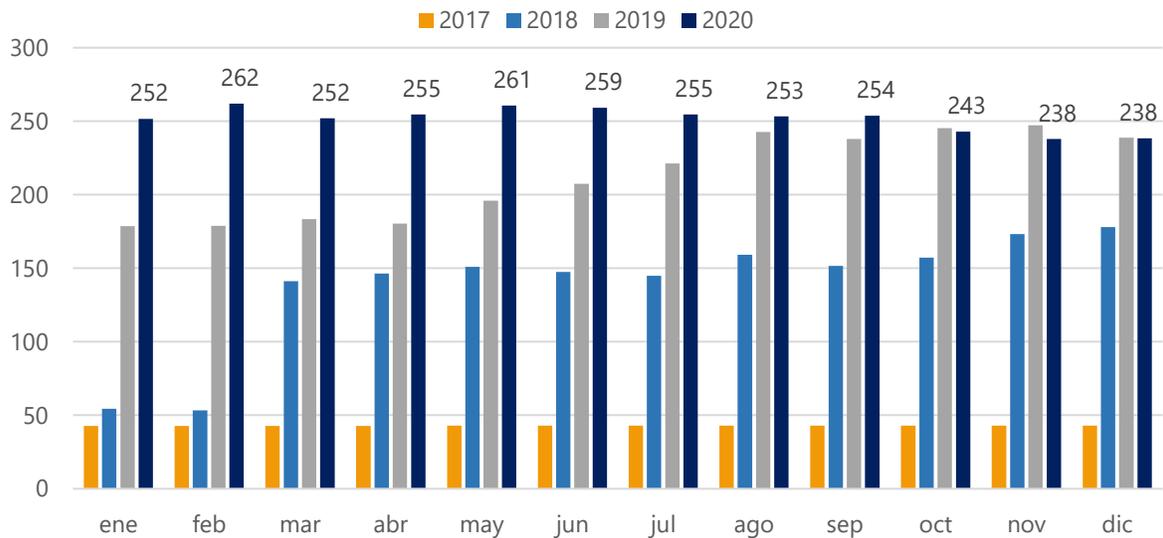
Fuente: CNIH de enero de 2012 a diciembre 2018 y FMP de enero de 2019 a diciembre de 2020.

^{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.

Por su parte, la producción de gas natural se incrementó en 18% respecto al 2019, alcanzando un máximo histórico de 262 millones de pies cúbicos diarios, en febrero de 2020. El aumento se le atribuye en mayor medida a los contratos Misión, Amoca-Miztón-Tecoalli y Santuario que en conjunto aportaron el 59% de la producción anual de gas natural.

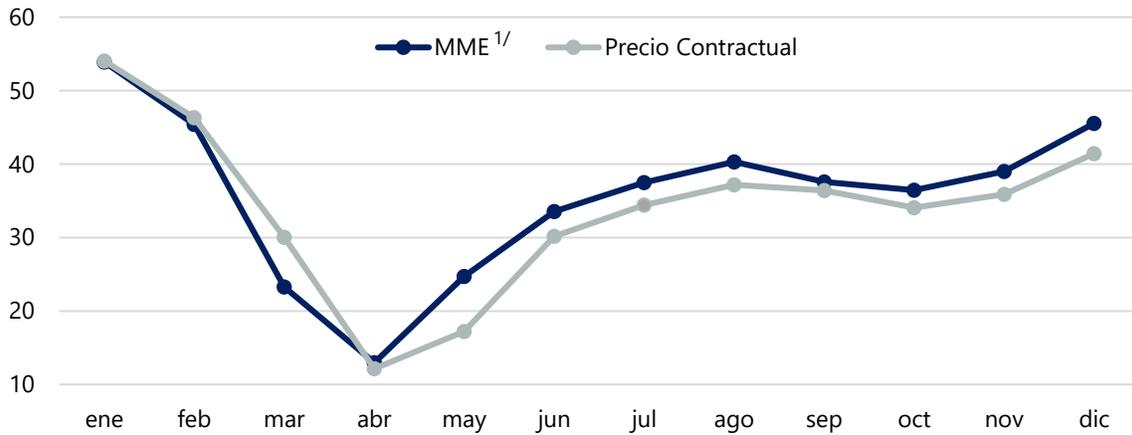
Gráfica 17. Producción de hidrocarburos gaseosos de los contratos
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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.

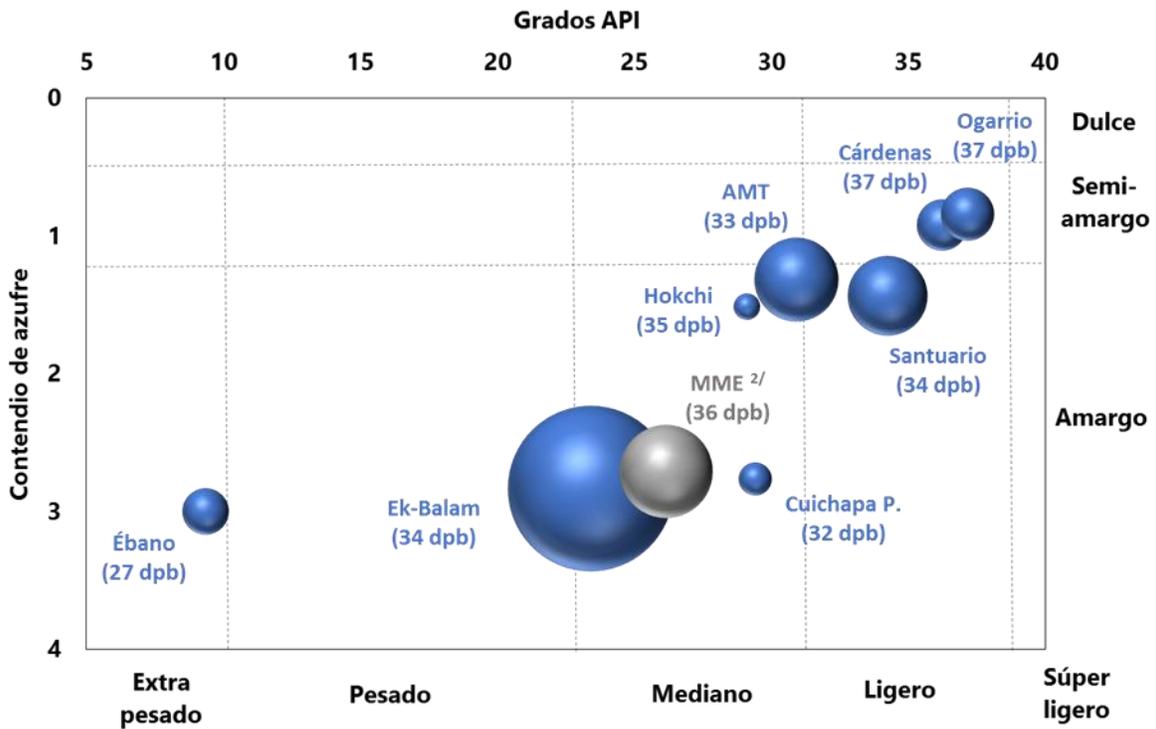
El petróleo representa la principal fuente de ingresos provenientes de los contratos para el Estado. A lo largo del 2020, el precio promedio ponderado al cual se comercializó el petróleo de las áreas contractuales se situó en 33.8 dólares por barril (dpb), en línea con el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME). El precio promedio para el crudo proveniente de Ek Balam, el contrato con la mayor producción actualmente, fue de 33.9 dpb, por debajo de la MME que promedió 36 dpb. Cabe destacar que la calidad de ambos crudos es similar, ubicándose dentro de la categoría de los medianos y amargos. El precio promedio del resto de los contratos se situó en 33.5 dpb, con una calidad promedio de 29°API y 1.8% azufre, es decir, se encuentran dentro de la categoría de los crudos medianos y amargos.

Gráfica 18. Precio del petróleo de los contratos y MME
(Cifras en dólares por barril)



^{1/} Para la MME no se consideró el precio negativo del día 20 de abril de 2020.

Gráfica 19. Precio contractual promedio y calidad^{1/} del petróleo de los principales contratos
(Cifras en dólares por barril)

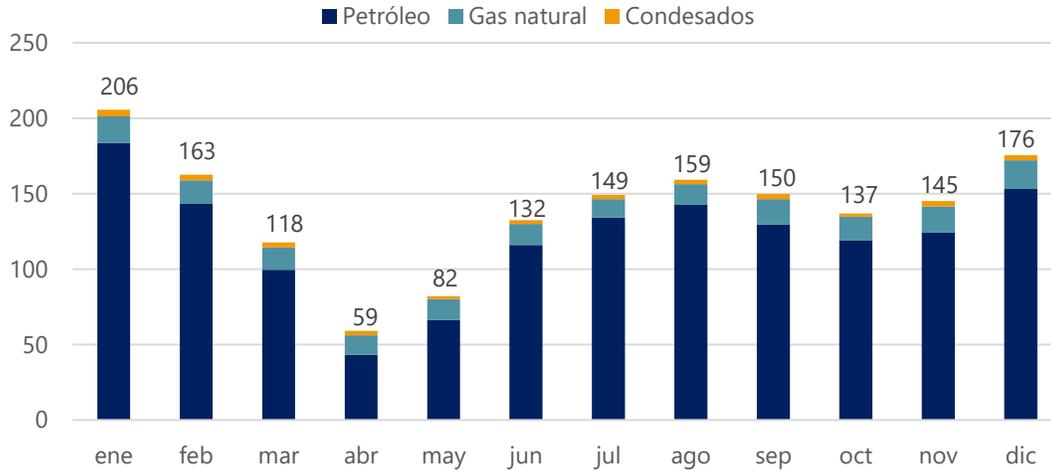


^{1/} El instituto de estadística de los EE.UU., Energy Information Administration, la establece con base en dos propiedades, la densidad, que se mide en grados API y el contenido de azufre.

^{2/} El tamaño de las esferas representa el volumen promedio producido durante 2020. La esfera de la MME es una referencia de 20 mbd y la calidad de la misma fue calculada con el promedio ponderado de exportación reportado por Pemex.

Con base en la información de producción y precios de comercialización del crudo, el Fondo determinó que el valor de los hidrocarburos ascendió a 1,675 millones de dólares en 2020, lo cual significó una disminución del 14% respecto al 2019 y donde el petróleo representó el 87% del valor total. Lo anterior es resultado de la caída observada en 2020 en el precio contractual del petróleo de 38%, similar al ajuste de 36% en la MME.

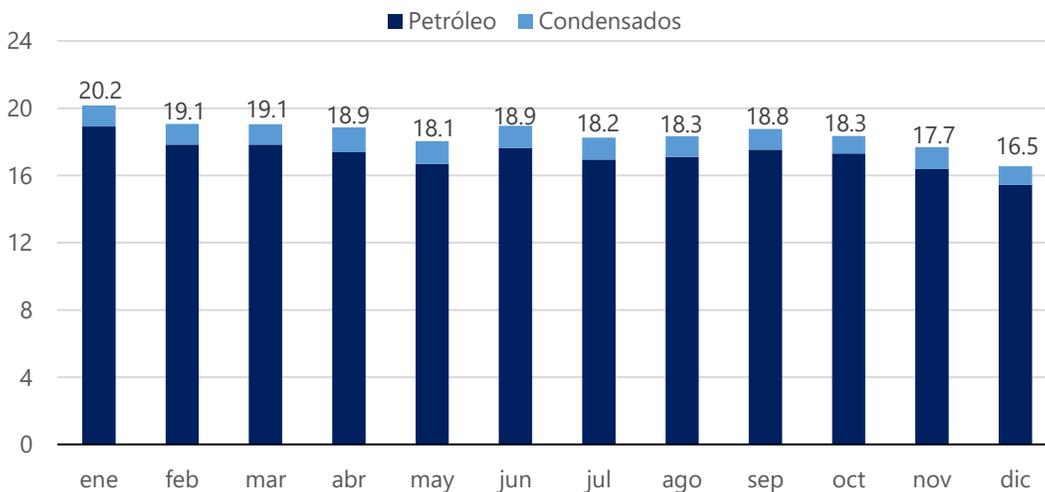
Gráfica 20. Valor de los hidrocarburos producidos
(Cifras en millones de dólares)



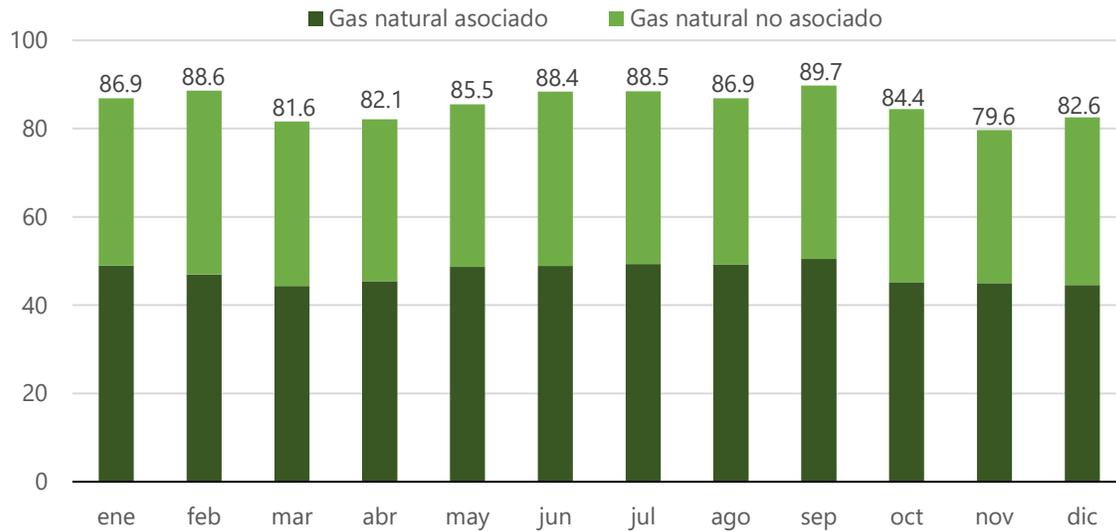
3.1. Contratos de licencia

A lo largo del 2020, 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.

Gráfica 21. Producción de hidrocarburos líquidos de los contratos de licencia
(Cifras en miles de barriles diarios)



Gráfica 22. Producción de hidrocarburos gaseosos de los contratos de licencia
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios^{1/})

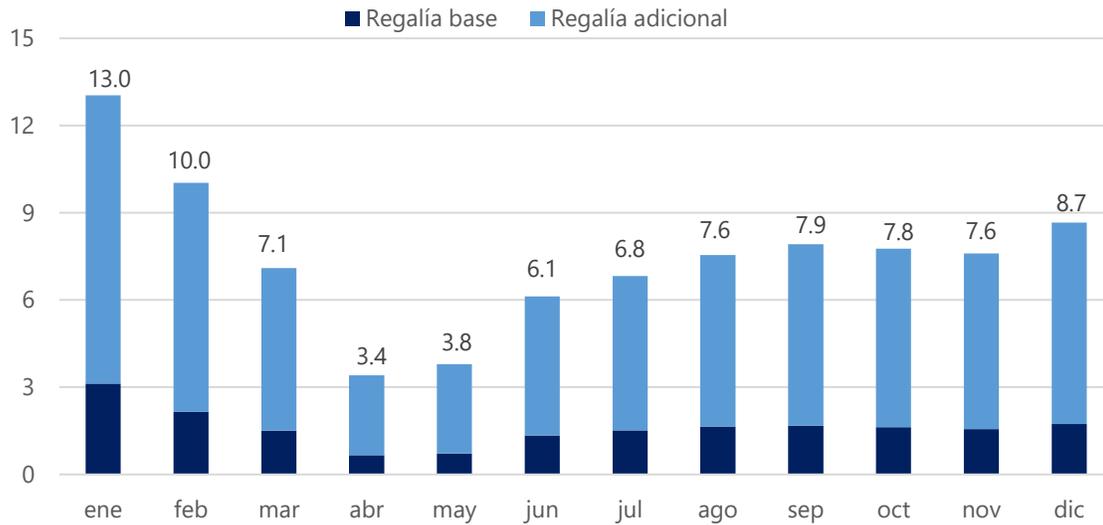


^{1/} Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.

El valor de esta producción ascendió a 304 millones de dólares durante 2020, de los cuales el Fondo calculó que las contraprestaciones a favor del Estado alcanzaron un total de 90 millones de dólares, equivalente al 30% del valor de la producción (Gráfica 22).

A partir de sus cálculos, el Fondo concilió 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. Así, durante el año, el Fondo emitió 94 certificados de pago y retuvo 214, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes. A su vez, se encuentran pendientes de ser emitidos 23 certificados de la ronda 1.3, en espera de que la CNH emita el acta de entrega correspondiente. Adicionalmente, durante enero y febrero el Fondo emitió 25 certificados extemporáneos que habían sido retenidos en periodos anteriores de los contratos identificados con número de registro fiduciario RF-C019-2016-020, RF-C045-2017-024 y RF-C051-2018-003.

Gráfica 23. Regalías determinadas por el Fondo
(Cifras en millones de dólares)



3.2. Contratos de producción compartida

Al cierre del 2020, el Fondo administró los aspectos financieros de 35 contratos de producción compartida, de los cuales 6 campos presentaron extracción de hidrocarburos en la etapa de producción comercial regular: Ek-Balam, AMT, Santuario, Ébano, Misión y Hokchi. Cuatro 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.

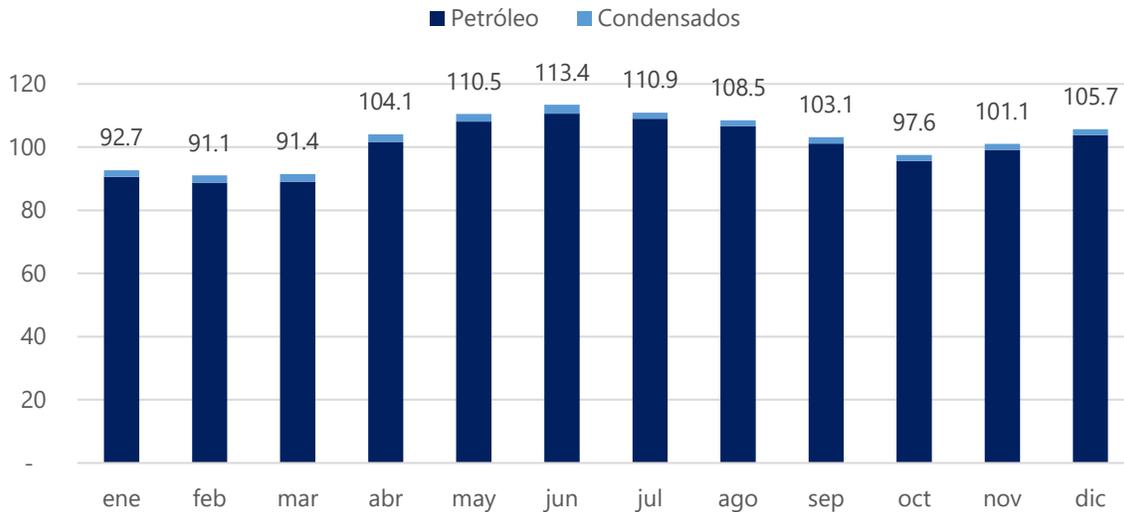
Destaca que la producción de hidrocarburos líquidos correspondiente a los contratos bajo esta modalidad alcanzó un máximo histórico en junio de 2020 con 113 mbd, lo anterior se atribuye en parte al incremento del complejo AMT, correspondiente al contrato de ENI adjudicado en la ronda licitatoria 1.2 en 2015. Dicho campo incrementó su producción de hidrocarburos líquidos de 5 mbd en julio 2019 a 19 mbd en junio 2020, lo que representa un aumento de 249%, posicionándose al cierre de 2020 como el segundo mayor productor de crudo de todos los contratos.

Asimismo, el aumento en la producción de hidrocarburos líquidos también se vio influenciado por el incremento en la producción del campo Ek-Balam, pasando de 55 mbd en diciembre de 2019 a 68 mbd al cierre de 2020, lo que representa un incremento de 22%. Seguido del campo Santuario que también alcanzó un máximo histórico en abril de 2020 con 17 mbd.

Cabe mencionar que, durante 2020 se adicionó a los contratos que se encuentran en etapa de producción comercial regular el contrato en consorcio conformado por Hokchi Energy, S.A. de C.V. (Operador) y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V. perteneciente a la ronda 1.2.

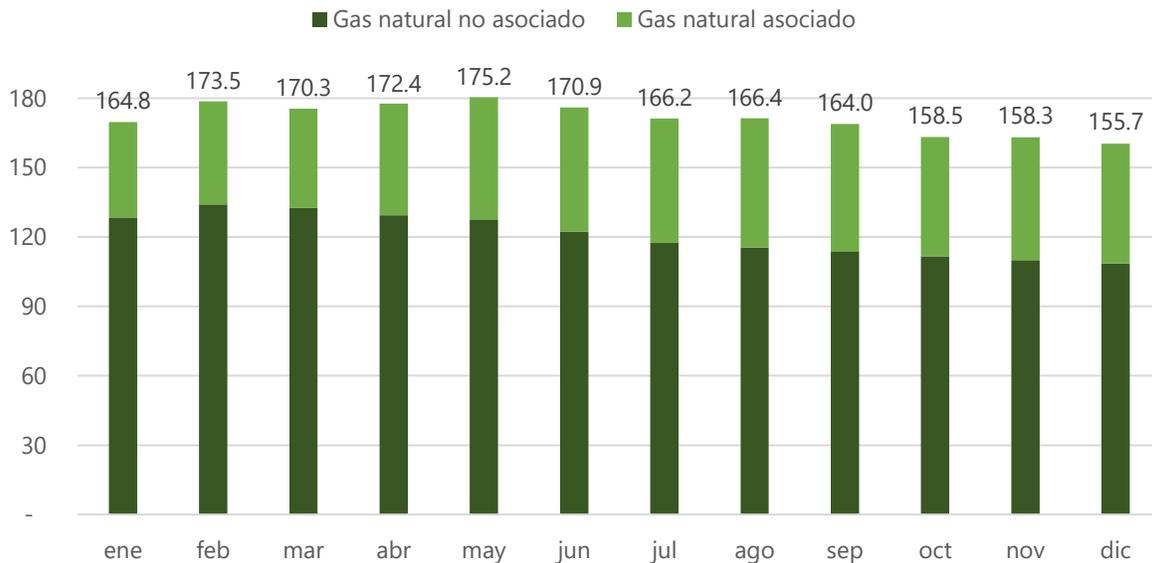
Gráfica 24. Producción de hidrocarburos líquidos de los contratos de producción compartida

(Cifras en miles de barriles diarios)



Gráfica 25. 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, ascendió a 1,371 millones de dólares en 2020. A partir de dicho monto se llevó a cabo el cálculo de contraprestaciones en especie para los contratistas y el Estado.

Tabla 9. Distribución final de las contraprestaciones en especie

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (miles de millones de BTU)	Condensados (miles de barriles)
Estado	12,525	10,519	153
Pemex	18,414	26,867	320
Operadores privados	5,777	25,302	323
Total	36,716	62,688	797

Al igual que para el caso de los contratos de licencia, el Fondo se ha encontrado imposibilitado a emitir algunos certificados de pago de los contratos, ya que para ello se requiere de las actas suscritas entre CNH y los contratistas, referentes a los volúmenes por hidrocarburo y a su valor contractual. En este supuesto se ubican 19 certificados de pago correspondientes a los dos contratos de la Ronda 1.2 que se encuentran en producción comercial regular.

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, de enero a octubre de 2020, la comercialización de los hidrocarburos del Estado estuvo a cargo de las siguientes empresas:

- Trafigura, 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).
- 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).

A principios de noviembre, la CNH suscribió con P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V., un nuevo contrato para llevar a cabo la comercialización de los hidrocarburos del Estado, el cual estará vigente por los siguientes cinco años, por lo que a partir de dicho mes la comercialización de los hidrocarburos del Estado ha estado a cargo de esta empresa. En esta ocasión el contrato de comercialización prevé tres tipos de tarifas¹²:

- La contraprestación por los **servicios de comercialización pura** es equivalente a 0.12 USD/barril (doce centavos de dólar de los EE.UU. por barril) para los hidrocarburos líquidos y 0.02 USD/MMBTU (dos centavos de dólar de los EE.UU. por millón de BTU) para los hidrocarburos gaseosos.

¹² Cabe señalar que, en términos de la normatividad aplicable, así como por lo previsto en el contrato de comercialización de hidrocarburos, el pago al comercializador no podrá exceder los precios máximos establecidos por el Comité del Fondo.

- La contraprestación por sus **servicios de logística** equivale a 2.67 USD/barril (dos dólares con sesenta y siete centavos de dólar de los EE.UU. por barril) para hidrocarburos líquidos y 0.76 USD/MMBtu (setenta y seis centavos de dólar de los EE.UU. por millón de BTU) para hidrocarburos gaseosos.
- Asimismo, considera una **tarifa de verificación de volumen y calidad** de 0.13 USD/b (trece centavos de dólar de los EE.UU. por barril) para hidrocarburos líquidos y 0.01 USD/MMBtu (un centavo de dólar de los EE.UU. por millón de BTU) para hidrocarburos gaseosos.

Durante el año, el Fondo recibió 278 mdd por parte de Trafigura y CFEnergía, quedando pendiente un adeudo de 184 mdd que corresponden a pagos atrasados de los referidos comercializadores que corresponden a la comercialización de los periodos de abril a septiembre de 2020. Al respecto, se informó a las autoridades del retraso.

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 945 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por dicha comisión¹³.

3.3. Registro de información de inversión privada ante el Fondo¹⁴

En cumplimiento con 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 2020. 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.¹⁵

En 2020 las empresas registraron inversiones por un total de 2,816 mdd, con lo cual éstas acumulan 6,787 mdd desde el inicio del esquema de contratos. Del total reportado en el año, 1,933 mdd corresponden a contratos de producción compartida y 883 mdd para contratos de licencia. Cabe señalar que los montos registrados se dividen en diferentes actividades, destacando que en el año alrededor del 73% de la inversión se destinó a las actividades de desarrollo y exploración.

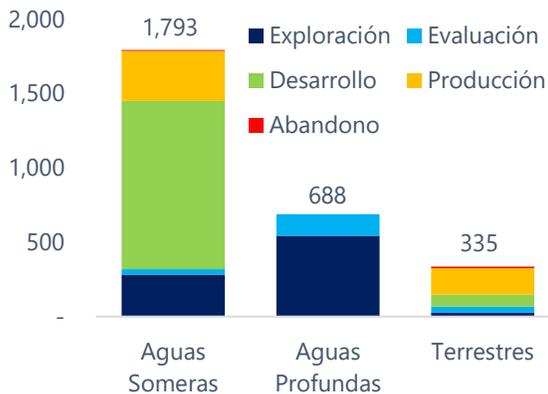
¹³ Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 8.3 del contrato de comercialización de hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del acuerdo para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo del 2 de marzo de 2017.

¹⁴ 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."

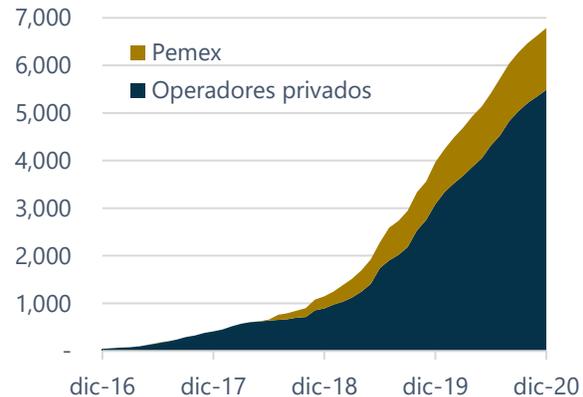
¹⁵ El detalle se puede consultar en el portal del Fondo: <https://www.fmped.org.mx/estadisticas/inicio.html>

La participación de las inversiones registradas por parte de los operadores privados, incluyendo aquellos contratos en los que participan en consorcio con Pemex, ascendió durante el 2020 a 2,399 mdd, mientras que las realizadas por Pemex suman 417 mdd. Los campos de aguas someras fueron los que mayor inversión registraron en el año con 1,793 mdd, mientras que los campos terrestres y en aguas profundas en conjunto registraron 1,023 mdd.

Gráfica 26. Inversiones registradas en 2020 por tipo de campo y actividad^{1/}
(Cifras en millones de dólares)



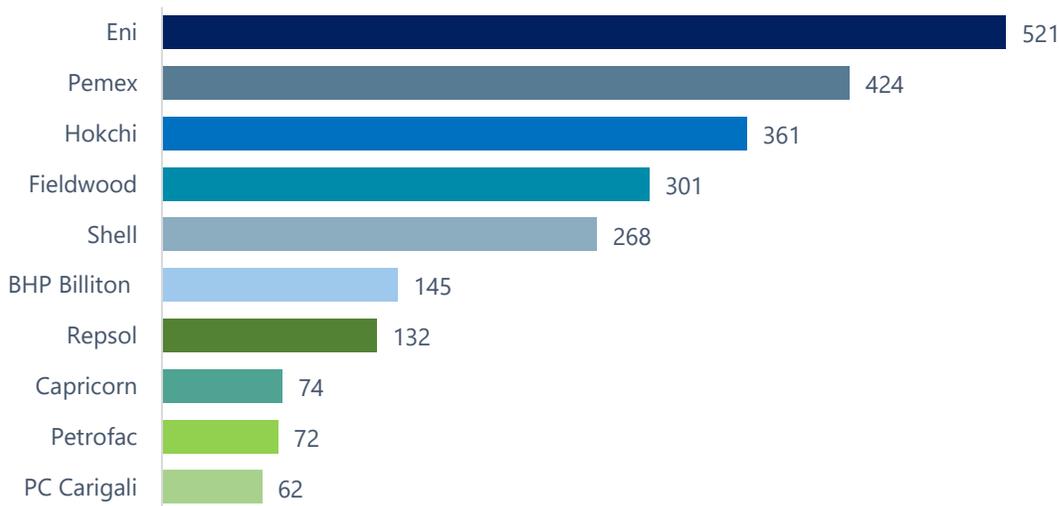
Gráfica 27. Distribución de inversión privada por tipo de contrato
(Cifras en millones de dólares / porcentaje)



^{1/} Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Los 10 operadores con mayor inversión en el año componen el 84% del total (2,360 mdd), estos corresponden a los operadores de ENI, Pemex, Hokchi, Fieldwood, Shell, BHP Billiton, Repsol, Capricorn, Petrofac y PC Carigali.

Gráfica 28. Principales inversiones de operadores
(Cifras en millones de dólares)



4. Administración del Fondo

4.1. Transparencia y rendición de cuentas

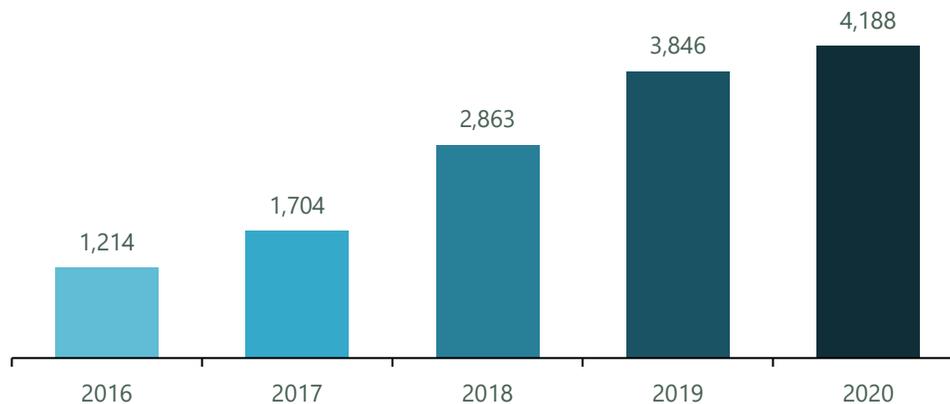
4.1.1 Información relativa a los artículos 73, fracción V, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LFTAIP) y 77 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LGTAIP)

El Fondo cumplió con la obligación de publicar la información prevista en el artículo 73, fracción V, de la LFTAIP, así como de poner a disposición del público y mantener actualizada y accesible la información señalada en el artículo 77 de la LGTAIP.

4.1.2 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 102 series estadísticas y 7 cuadros analíticos asociados a la entrada en producción comercial regular del contrato perteneciente a la Ronda 1.2 de la empresa Hokchi Energy, además se incorporaron 234 series estadísticas y 18 cuadros analíticos relacionados al primer registro de inversiones de dieciocho contratos, así como 6 series correspondientes al cuadro analítico de la plataforma nacional de petróleo, condensados y gas natural. Como resultado, al cierre del año el Fondo actualiza de manera mensual 4,188 series estadísticas y 425 cuadros analíticos.

Gráfica 29. Evolución anual de series estadísticas publicadas por el Fondo



4.1.3 Atención a solicitudes de acceso a la información

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, durante el 2020 el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a 53 solicitudes de acceso a la información, respecto de los siguientes temas: i) Contrataciones administrativas, de recursos humanos y materiales del

FMP; ii) Destinos de los recursos administrados por el Fondo; iii) Organización y principales funciones del Fondo; iv) Información publicada en la página de internet del FMP; v) Series estadísticas publicadas por el Fondo; vi) Registro de solicitudes de transparencia; vii) Diversa información respecto de la integración y operación del Comité Técnico; viii) Informes de las auditorías practicadas al Fondo; ix) Plazos de pago aplicables para los contratistas; x) Fideicomisos en los que Banco de México actúa como fiduciario y xi) Ejercicio del gasto de operación del Fondo, entre otros.

4.2 Operación del Fondo

Derivado de la emergencia sanitaria, a partir del segundo trimestre del año, el personal del Fondo desempeñó las actividades bajo un esquema de trabajo a distancia con base en las estrategias definidas en el plan de continuidad operativa de cada proceso, garantizando los mecanismos de control y la segregación de funciones en línea con la normatividad vigente.

4.3 Estrategia de comunicación

El Fondo continuó publicando en su cuenta de Twitter las estadísticas más relevantes de los contratos y asignaciones, así como *tweets* con información de otros países productores de crudo y otros relacionados con la actualidad del mercado petrolero mundial. Cabe destacar que al finalizar el año dicha cuenta había rebasado los 14 mil seguidores.

En lo que se refiere a la página del Fondo, se realizaron ajustes para incorporar un acceso directo a la Plataforma Nacional de Transparencia. Asimismo, se harán las adecuaciones para que personas con alguna discapacidad puedan navegar e interactuar con la página de manera más sencilla y de esta forma obtener la certificación de accesibilidad correspondiente.

4.4 Fortalecimiento al Control Interno

El Fondo concluyó con la actualización y formalización de sus manuales de procedimientos de operación, dando cumplimiento al Programa de actualización normativa registrado ante la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos del Banco de México (DGCAR). De igual forma, se respondieron los autodiagnósticos enviados por la DGCAR, los cuales buscan identificar cambios en la ejecución de los procesos y en la estructura organizacional, así como en el entorno jurídico y normativo. Por otra parte, en conjunto con la Dirección de Seguridad y Organización de la Información del Banco de México, se finalizó con la identificación y clasificación de los activos de información, esto con la finalidad de garantizar la integridad y el debido resguardo de los mismos.

4.5 Fiscalización del Fondo

4.5.1 Auditoría Superior de la Federación (ASF)

Durante 2020 la ASF realizó la auditoría 90-GB denominada “Ingresos por Asignaciones y Comercialización de Hidrocarburos”, correspondiente a la revisión de la cuenta pública 2019, la cual concluyó sin observaciones para el Fondo, lo cual se hizo constar mediante el acta de presentación de resultados finales con número de referencia 002-BANXICO/CP2019 del 7 de diciembre de 2020.

La auditoría tuvo por objeto fiscalizar la gestión financiera para comprobar que los ingresos derivados de las asignaciones y comercialización de hidrocarburos, se calcularon y pagaron correctamente. Asimismo, se constató que el registro contable de dichos ingresos y su presentación en los estados financieros y en la cuenta pública se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas.

Cabe señalar que, durante el desarrollo de dicha auditoría, el Fondo atendió en tiempo y forma a los diversos requerimientos de información y documentación formulados por la ASF.

4.5.2 Auditor externo

En abril de 2020, el despacho KPMG, Cárdenas Dosal, S.C., quien funge como 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 2019.

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 2019, de conformidad con las Normas de Información Financieras mexicanas y demás disposiciones aplicables.

Asimismo, durante el mes de septiembre de 2020 dio inicio a la revisión de los estados financieros del fideicomiso correspondientes al ejercicio 2020.

El Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por el auditor externo.

4.5.3 Atención al informe del Contralor Interno

En la sesión del Comité Técnico de abril de 2020, 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 segundo semestre de 2019 y primer semestre de 2020, 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.

Adicionalmente, el Comité se dio por enterado del informe del Contralor Interno correspondiente al primer semestre de 2020 mediante el cual emitió su dictamen con opinión favorable respecto al desempeño del Coordinador Ejecutivo y su personal, en virtud de que constató que los recursos humanos, financieros y materiales fueron utilizados con eficacia, eficiencia y economía; que cumplen sus funciones y actividades sustantivas puntualmente; que ejecutan los procesos y procedimientos en tiempo, forma y conforme lo establece el Banco de México, que cumplen con las disposiciones en materia de transparencia y rendición de cuentas y que desempeñan adecuadamente sus funciones relativas a la administración financiera y cálculo de contraprestaciones de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

4.6 Gasto de operación autorizado y ejercido

En octubre de 2019, el Comité Técnico autorizó un Gasto de Operación de 116 millones de pesos destinados a cubrir los honorarios fiduciarios de 2020, conforme a los apartados y montos que se indican a continuación:

Tabla 10. Gasto de Operación autorizado
(Cifras en pesos)

Concepto	2020
Recursos Humanos	75,053,742
Costos de Ocupación	8,432,935
Tecnologías de la Información	22,936,981
Otros Gastos de Operación	9,626,127
Total	116,049,785

Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

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 2020 hasta por un monto de 108.8 millones y el restante con las disponibilidades al cierre del ejercicio 2019.

Al 31 de diciembre de 2020, la operación del Fondo implicó ejercer gastos por 104.5 millones de pesos conforme a la Tabla 11; asimismo, la cantidad pagada al Banco de México por concepto de honorarios fiduciarios ascendió a 103.5 millones de pesos según la Tabla 12:

Tabla 11. Gasto de Operación ejercido
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Primer trimestre	Segundo trimestre	Tercer trimestre	Cuarto trimestre	Total
Gasto de Operación Ejercido	36.5	23.2	24.5	20.3	104.5

Tabla 12. Honorarios fiduciarios pagados
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Total ejercido
Recursos Humanos	62.5
Costos de Ocupación	6.4
Tecnologías de la Información	18.2
Otros Gastos de Operación	2.0
Subtotal	89.1
IVA	14.4
Total	103.5

Nota. La diferencia entre el Gasto de Operación ejercido y los Honorarios fiduciarios efectivamente pagados a Banco México se debe a que estos últimos se cubren a mes vencido.