

Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
octubre - diciembre 2020**

Ciudad de México, 28 de enero de 2021

## **INFORME TRIMESTRAL OCTUBRE-DICIEMBRE 2020**

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

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

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

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



## Contenido

---

<b>1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS</b> .....	4
1.1. Ingresos .....	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos .....	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos .....	5
1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los fondos de estabilización y sectoriales .....	7
1.3. Registro del Fiduciario .....	9
<b>2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO</b> .....	11
2.1. Administración de la cartera de inversión .....	11
a. Condiciones económicas .....	11
b. Desempeño de la cartera de inversión .....	15
2.2. Administración de riesgos .....	18
a. Cumplimiento de límites de riesgo .....	18
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión .....	20
<b>3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS</b> .....	21
3.1. Contratos de licencia con producción .....	23
3.2. Contratos de producción compartida con producción .....	27
<b>4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO</b> .....	33
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México .....	33
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo .....	33
4.3. Otras actividades relevantes .....	33
a. Transparencia y acceso a la información pública .....	33
b. Fiscalización y Control Interno .....	35
c. Calendario de Transferencias .....	36
d. Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación .....	36
e. Lineamientos para evitar conflictos de interés con el Banco .....	36
<b>Anexo. Estados financieros</b> .....	37

**1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS****1.1. Ingresos**

El Fondo gestionó un total de 523 operaciones de recepción de recursos que corresponden a pagos por parte de Petróleos Mexicanos (Pemex) en su carácter de asignatario, así como de contratistas y del comercializador del Estado. Estas operaciones abarcan, entre otros, diversos conceptos correspondientes al pago de derechos de asignaciones y contraprestaciones de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

**a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos**

El Fondo recibió de Pemex, en su carácter de asignatario, el entero de los derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida, mismos que durante el trimestre ascendieron a 33,467 millones de pesos.<sup>1</sup>

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 79.95% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 19.24% y los de exploración el 0.81%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el cuarto trimestre del año representan una disminución del 66% respecto al mismo periodo del ejercicio 2019 debido a que en diciembre no se recibieron recursos por los conceptos correspondientes al entero de los derechos por la utilidad compartida y de extracción de hidrocarburos, esto en virtud del “Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican”, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de diciembre de 2020, mediante el cual se autorizó a los asignatarios a pagar a plazo en forma diferida el pago provisional y mensual, respectivamente, de dichos conceptos.

A continuación, se muestra el desglose de los ingresos en la siguiente tabla:

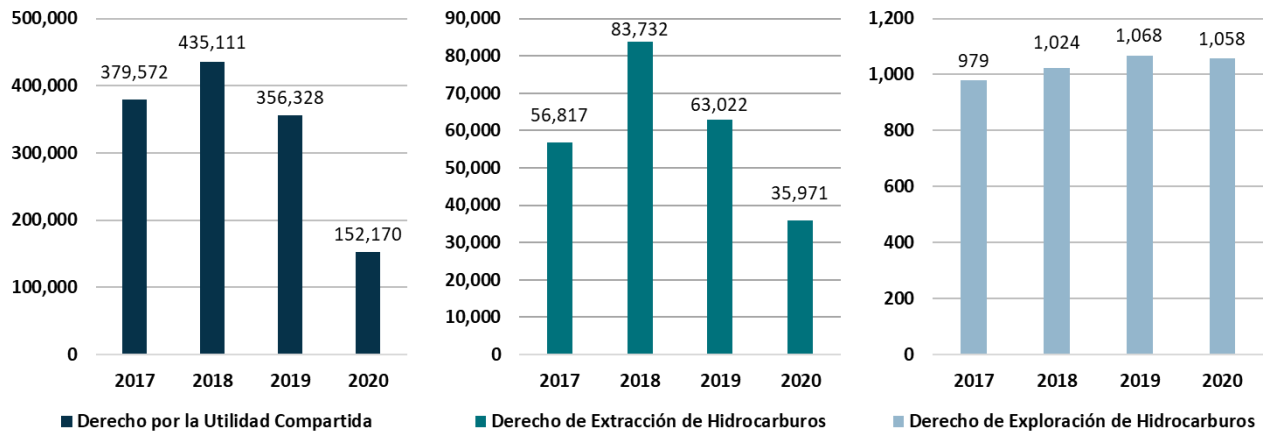
**Tabla 1. Ingresos por asignaciones**  
octubre – diciembre  
(Cifras en millones de pesos)

	<b>octubre - diciembre 2019</b>	<b>octubre - diciembre 2020</b>	<b>Δ% (2020 vs. 2019)</b>
<b>Derecho por la Utilidad Compartida</b>	85,311	26,756	-69%
<b>Derecho de Extracción de Hidrocarburos</b>	14,241	6,440	-55%
<b>Derecho de Exploración de Hidrocarburos</b>	270	272	1%
<b>Total</b>	<b>99,823</b>	<b>33,467</b>	<b>-66%</b>

<sup>1</sup> Artículo 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

Para efectos comparativos, a continuación se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al periodo de enero a diciembre de los ejercicios 2017 a 2020 (Gráfica 1):

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



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

El Fondo recibió durante el periodo que se reporta el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado<sup>2</sup>:

**a)** Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); **b)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional); **c)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); y **d)** Por comercialización de hidrocarburos<sup>3</sup> de producción comercial regular, de acuerdo con lo siguiente:

<sup>2</sup> Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

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



**Tabla 2. Ingresos por contratos<sup>1/</sup>**  
octubre – diciembre  
(Cifras en millones)

	<b>Pesos</b>	<b>Dólares<sup>2/</sup></b>
<b>Cuota exploratoria</b>	374	
<b>Regalía Adicional</b>		9
<b>Regalía Base</b>		3
<b>Penas convencionales<sup>3/</sup></b>		0
<b>Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular</b>		25
<b>Total</b>	<b>374</b>	<b>37</b>

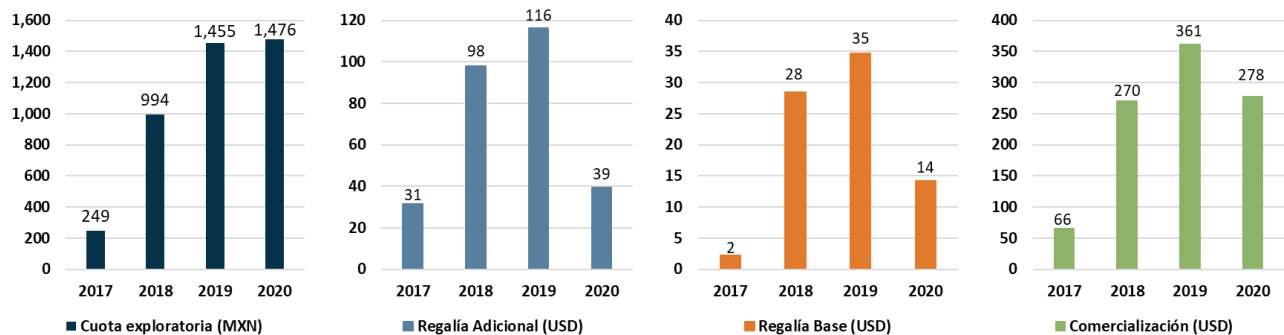
<sup>1/</sup> En términos de lo estipulado en los contratos, algunas contraprestaciones a favor del Estado son pactadas en dólares de los Estados Unidos de América (dólares) y pueden ser solventadas en su equivalente en pesos, con fundamento en el artículo 8º de la Ley Monetaria de los Estados Unidos 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.

<sup>2/</sup> Los montos recibidos en dólares se registran al tipo de cambio aplicable al día de la recepción.

<sup>3/</sup> Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 74,558 dólares.

Las siguientes gráficas muestran la evolución de los recursos recibidos durante el periodo enero a diciembre de los ejercicios 2017 a 2020:

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





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

El Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones y contratos, incluyendo en estos últimos los recibidos por la comercialización de hidrocarburos que corresponden al Estado. Las transferencias se realizaron verificando que se cumpliera con el orden de prelación legal, así como con las fechas y cantidades establecidas en el calendario determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)<sup>4</sup>, conforme a lo siguiente:

**Tabla 3. Transferencias ordinarias<sup>1/</sup>**  
octubre - diciembre  
(Cifras en millones de pesos)

<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	-
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	-
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>930</b>
<b>IV.Fondos de Ciencia y Tecnología</b>	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	-
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera</b>	<b>6</b>
<b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	<b>33,693</b>
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	38
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	33,655
<b>Total</b>	<b>34,628</b>

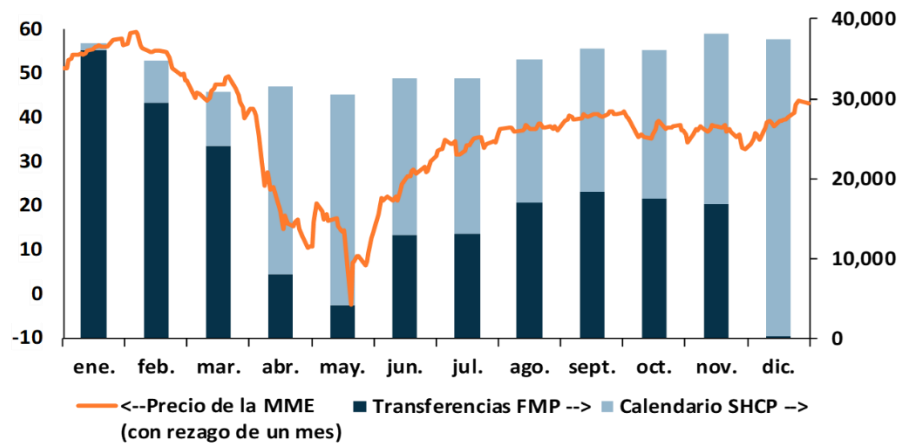
<sup>1/</sup> Los montos pueden no coincidir por redondeo.

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe ascendieron a un total de 34,628 millones de pesos, acumulando así un total de 198,239 millones de pesos durante el 2020, equivalentes al 0.8% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica 2020 (CGPE). Al cierre de diciembre del 2020, el monto acumulado fue menor en 214,559 millones de pesos a lo estimado en el calendario de la SHCP para el 2020. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2020 estimó para este ejercicio fiscal transferencias por 412,798 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 1.6% del PIB.

<sup>4</sup> Artículos transitorios Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía", publicado en el DOF del 20 de diciembre de 2013; 8, fracción II, inciso b), y 16, fracción II, de la Ley del Fondo, así como las cláusulas Sexta, fracción III y Décima, fracción II, del Contrato Constitutivo del Fideicomiso.

La siguiente gráfica (Gráfica 3) muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario determinado por la SHCP. La diferencia se explica principalmente por la caída en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional a inicios de este año, de manera que el promedio del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) al cierre del año 2020 se ubicó alrededor de 13 dólares por debajo de los 49 dólares por barril estimados en los CGPE 2020. La implementación de los beneficios fiscales otorgados al asignatario tanto mediante el otorgamiento de un crédito fiscal acreditable en el pago del derecho por la utilidad compartida, así como la autorización para pagar a plazo en forma diferida los pagos provisionales y mensuales del pago de los derechos por la utilidad compartida y de extracción de hidrocarburos, respectivamente, resultó en menores ingresos petroleros al cierre del año.

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

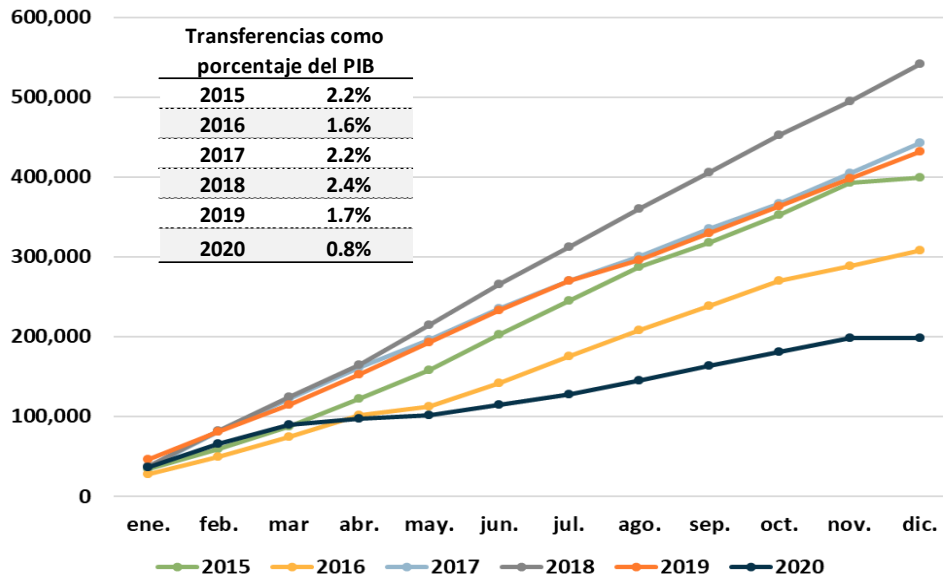


Fuente: FMP

Para efectos comparativos, a continuación se muestran las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB previstos en los CGPE, correspondientes a los ejercicios 2015 a 2020 (Gráfica 4):



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



### 1.3. Registro del Fiduciario

Durante el cuarto trimestre del 2020, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción del convenio modificatorio de un contrato, para lo cual remitió la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que la documentación enviada por la CNH estuviera completa y cumpliera con los requisitos para su inscripción y procedió a emitir la constancia respectiva.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 4 títulos de asignación, para lo cual esa empresa productiva del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que dicha documentación estuviera completa y expidió a favor de Pemex la constancia de inscripción correspondiente. Al cierre del trimestre, el registro del fiduciario se integra por los contratos y asignaciones siguientes:



**Tabla 4. Contratos inscritos al 31 de diciembre de 2020**

Ronda	Contratos en Exploración <sup>1/</sup>		Contratos en Producción <sup>2/</sup>		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
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>44</b>	<b>9</b>	<b>32</b>	<b>111</b>

<sup>1/</sup> Con exploración se refiere a los contratos que realizaron actividades de exploración y/o evaluación.

<sup>2/</sup> Con producción se refiere a los contratos a los que se les ha calculado contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos.

**Tabla 5. Asignaciones inscritas al 31 de diciembre de 2020<sup>1/</sup>**

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	275
Asignación de exploración	71
Asignación de exploración y extracción	5
Asignación de resguardo	45
<b>Total</b>	<b>396</b>

<sup>1/</sup> Fuente: FMP con datos de la CNH.

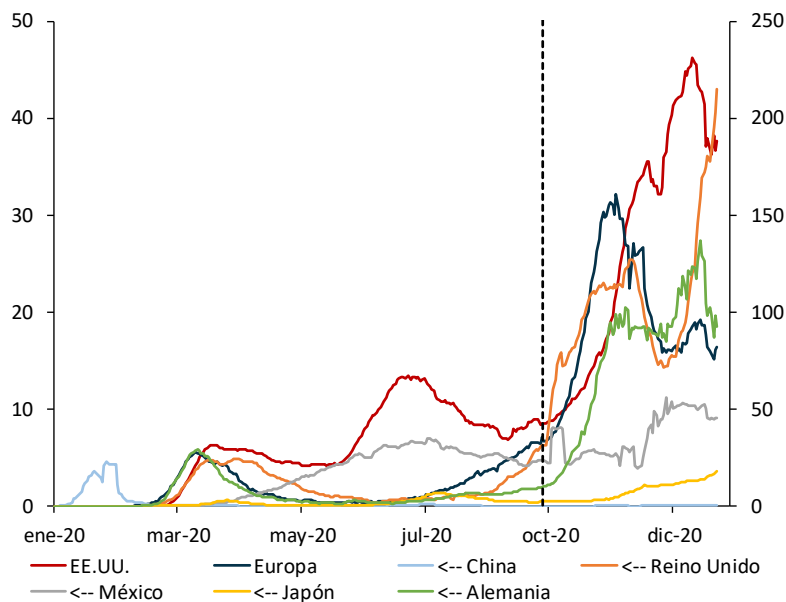
## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

### 2.1. Administración de la cartera de inversión

#### a. Condiciones económicas

Durante el cuarto trimestre del año se observó un incremento sustancial en los casos de Coronavirus (COVID-19). La segunda ola de contagios en Europa y en Estados Unidos (EE.UU.) superó los niveles observados en abril y julio (Gráfica 5), lo que ocasionó la extensión de medidas de confinamiento y distanciamiento social en algunas economías. A pesar de lo antes mencionado, prevaleció un optimismo generalizado ante la aprobación de la vacuna para combatir dicha enfermedad a finales de diciembre. Adicionalmente, la expectativa de un mayor estímulo fiscal por parte de las principales economías del mundo y el continuo soporte por parte de los Bancos Centrales a través de una política monetaria altamente expansiva contribuyó con el sentimiento de mayor apetito por riesgo. En especial, los inversionistas estuvieron atentos al paquete de estímulo bipartidista que se aprobó a finales del año en EE.UU. por un total de 900 mil millones de dólares, el cuál contempló, entre otras cosas, transferencias económicas directas a individuos por hasta 600 dólares, extensión en la cobertura del seguro de desempleo y subvenciones a pequeños negocios y compañías afectadas por la pandemia.

**Gráfica 5. Casos diarios de personas contagiadas de COVID-19 para países seleccionados**  
(Cifras en miles usando un promedio móvil de 7 días)



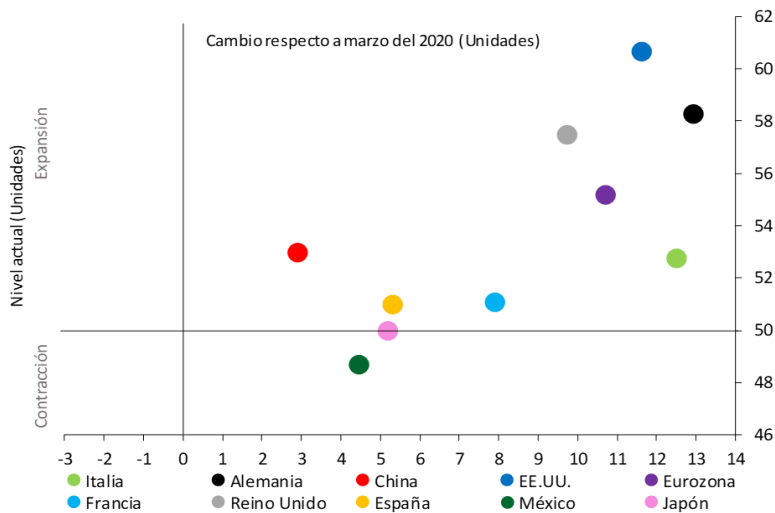
Fuente: Bloomberg

Cabe resaltar que durante el periodo se llevaron a cabo elecciones generales en EE.UU. Los resultados otorgaron la victoria al candidato presidencial demócrata, Joe Biden, alcanzando 306 votos electorales frente a los 232 obtenidos por el actual presidente, Donald Trump. Por su parte, el partido demócrata mantuvo el control de la Cámara de Representantes mientras que el Senado, aún está pendiente que se dé a conocer la composición final antes de la toma de protesta de la nueva administración el 20 de enero de 2021. El triunfo del partido demócrata se interpretó de manera positiva dado que han sido vocales en proveer mayor estímulo para combatir los efectos negativos de la pandemia.

En cuanto a otros eventos relevantes, es importante mencionar que la Unión Europea y el Reino Unido alcanzaron un acuerdo comercial, con lo que la salida de este último se dio de manera ordenada el 31 de diciembre.

De esta manera, los indicadores adelantados de manufactura<sup>5</sup> repuntaron de manera importante respecto a los niveles mínimos alcanzados en marzo, la mayoría de estos índices se ubican incluso por arriba de las 50 unidades (Gráfica 6), consistente con un periodo de expansión. El desarrollo de la actividad económica y el mercado laboral reflejan los efectos de la política monetaria altamente expansiva que han implementado los bancos centrales, al estímulo fiscal y paquetes de apoyo que han otorgado los gobiernos a nivel global, así como la implementación de campañas de vacunación a finales del trimestre. En particular, se observó un decremento en el desempleo, al tiempo que las perspectivas de contracción del PIB para el 2020 mejoraron ligeramente para la mayoría de los países desarrollados (Gráfica 7).

**Gráfica 6. PMI de manufactura para países seleccionados**  
(Cifras en unidades)

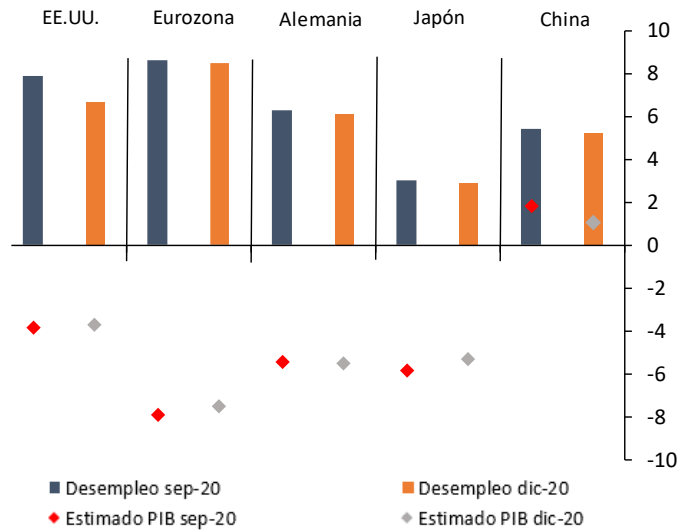


Nota: El eje vertical indica el último nivel observado, mientras que el eje horizontal indica en cambio en unidades del índice respecto a la cifra de marzo cuando comenzó la pandemia.

Fuente: Bloomberg

<sup>5</sup> *Purchasing Manager's Index* de manufactura (PMI por sus siglas en inglés; en español índices de gestores de compras) son indicadores adelantados obtenidos de encuestas realizadas a negocios del sector manufacturero. Algunos de los rubros que considera la encuesta son niveles de producción, órdenes, inventarios, precios y empleo. Una lectura por encima de 50 unidades se considera en expansión, mientras que por debajo de tal número significa contracción.

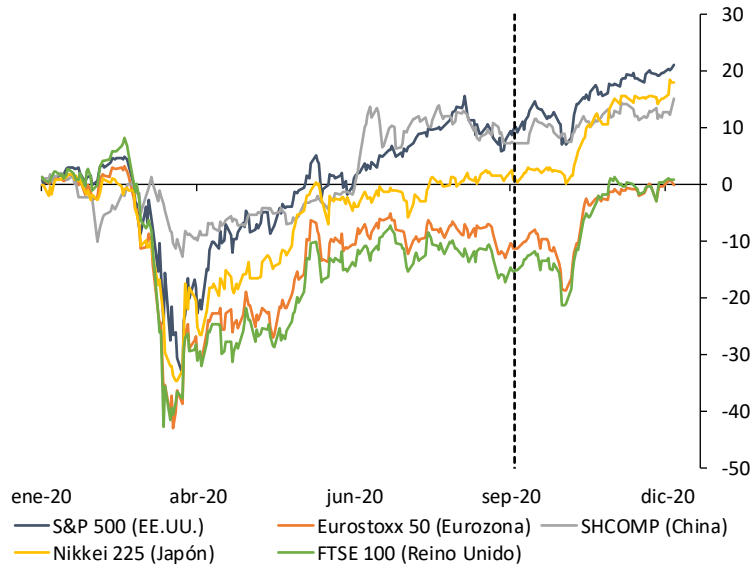
**Gráfica 7. Pronósticos de crecimiento del PIB 2020 y tasa de desempleo para países seleccionados**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg, OCDE

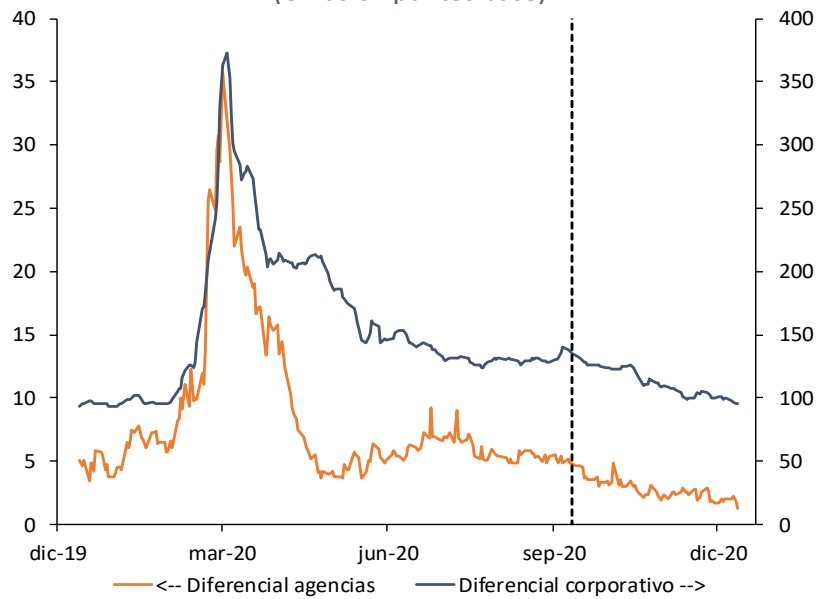
Como consecuencia de lo anterior, los principales índices accionarios presentaron ganancias importantes de entre en 8% y hasta 18% en el trimestre (Gráfica 8). Por su parte, los diferenciales de deuda corporativa y de agencias gubernamentales se cerraron moderadamente situándose en 96 y 1.2 puntos base, respectivamente (Gráfica 9). Mientras que el nivel del *Exchange Traded Fund* (ETF por sus siglas en inglés) que conforma una porción de la cartera de inversión que administra el Fondo, se mantuvo prácticamente sin cambio.

**Gráfica 8. Rendimiento de principales índices accionarios de países desarrollados**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

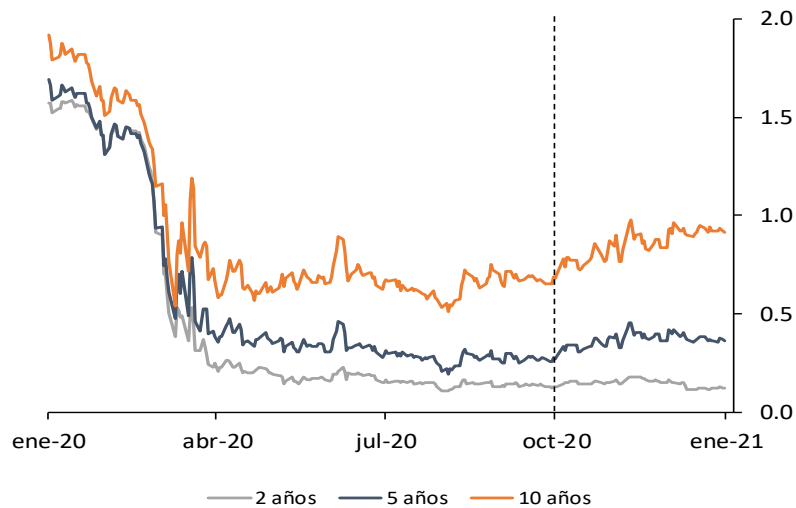
**Gráfica 9. Diferencial entre las tasas de agencias gubernamentales y deuda corporativa de alto grado de inversión respecto de las notas del Tesoro de EE.UU.**  
(Cifras en puntos base)



Fuente: Bloomberg

En cuanto a la curva de rendimiento de las notas del Tesoro de EE.UU., durante el cuarto trimestre la pendiente de la curva aumentó. En este sentido, los nodos de las notas de 2, 3 y hasta 5 años permanecen anclados en niveles cercanos al 0% ante la actual postura de política monetaria de la Reserva Federal. Por su parte, la tasa de la nota de 10 años mostró un incremento de 23 puntos base cerrando en 0.91% (Gráfica 10). Hacia adelante los inversionistas anticipan que la pendiente de la curva continúe aumentando, con incrementos importantes en los vencimientos de largo plazo de la curva de las notas del Tesoro de EE.UU.

**Gráfica 10. Tasas de 2, 5 y 10 años de notas del Tesoro de EE.UU.**  
(Cifras en porcentaje)

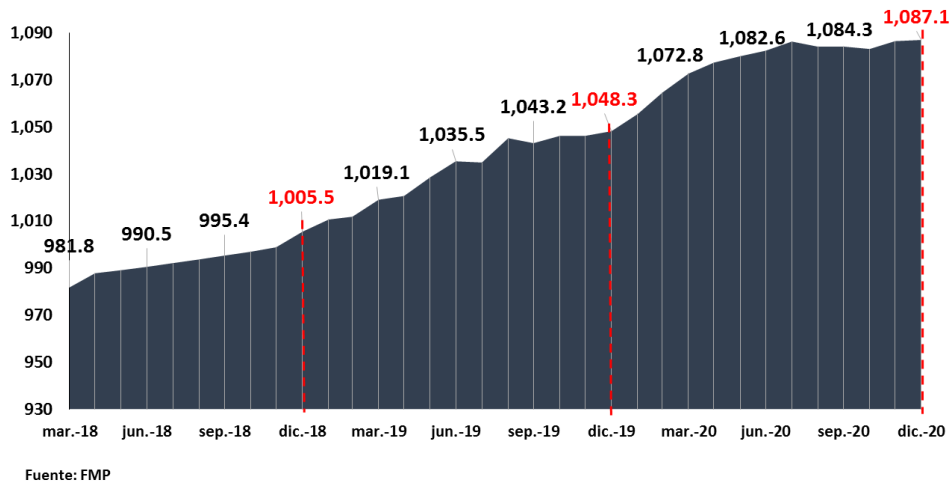


Fuente: Bloomberg

**b. Desempeño de la cartera de inversión**

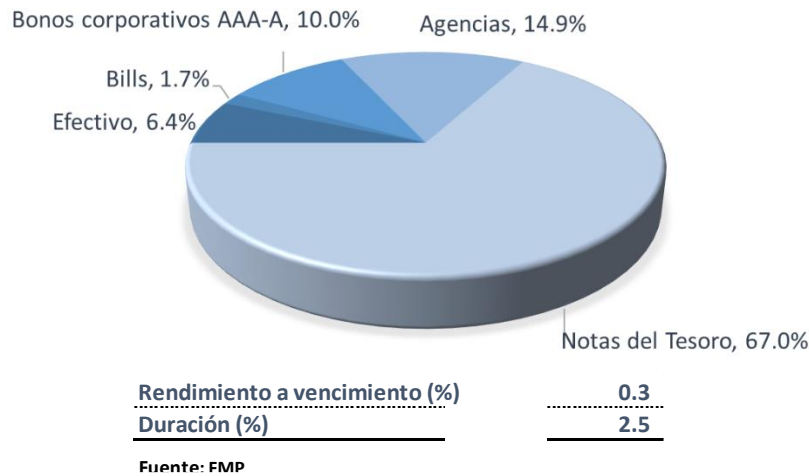
En el trimestre, la cartera de inversión de la reserva generó un rendimiento de 0.3%, un punto base por debajo de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la reserva ascendió a 1,087.1 millones de dólares (mdd). Durante el año 2020, la cartera acumuló ganancias de 39 mdd, lo que representa un rendimiento anual de 3.7%, superando por 28 puntos base al rendimiento de la cartera parámetro.

**Gráfica 11. Valor de la reserva del Fondo**  
(Cifras en millones de dólares)



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

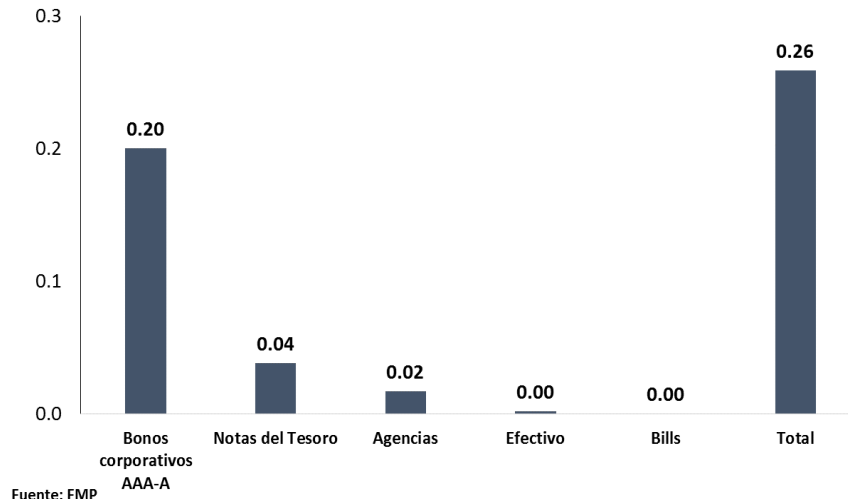
**Gráfica 12. Composición de la cartera de inversión al cierre de diciembre 2020**



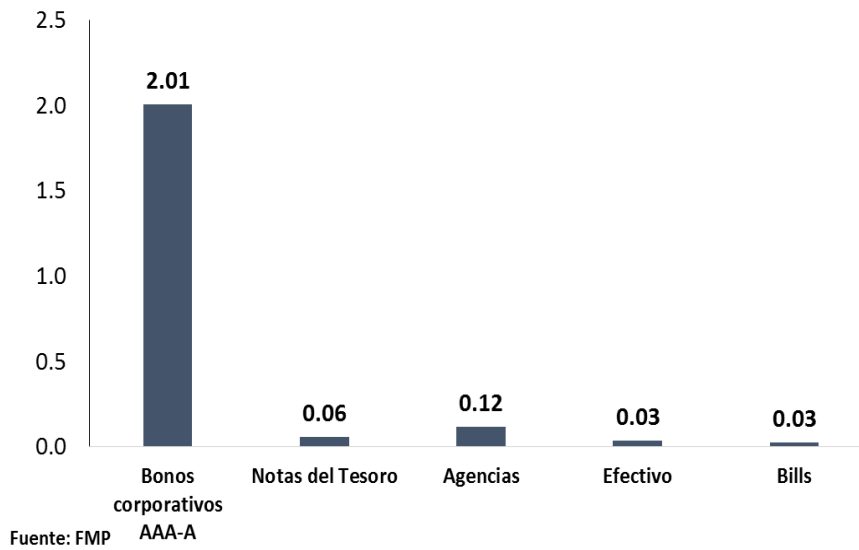
El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño de los bonos corporativos, los cuales contribuyeron con 20 puntos base. Cabe destacar que a pesar de que las notas del Tesoro se mantuvieron dentro de un rango acotado, aportaron 4 puntos base del rendimiento total (Gráficas 13 y 14).



**Gráfica 13. Contribución al rendimiento por tipo de activo**  
(Cifras en porcentaje)

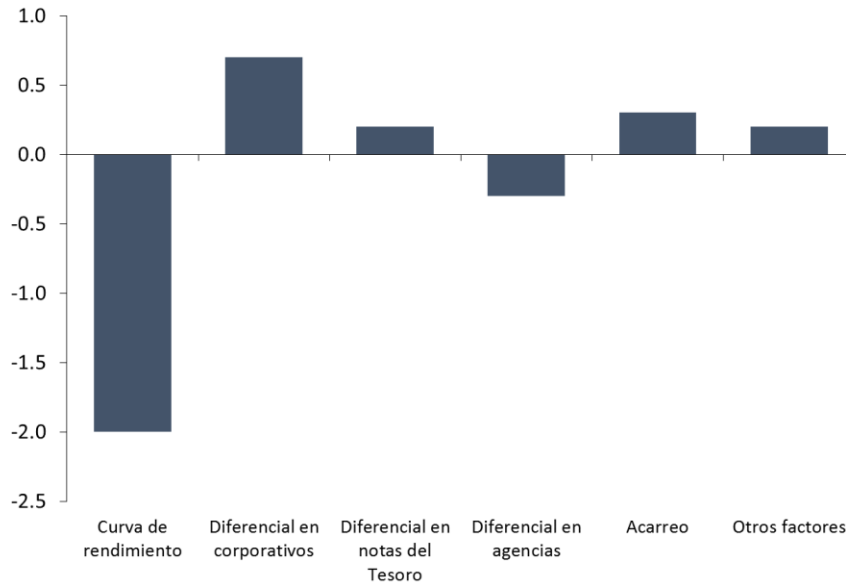


**Gráfica 14. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo**  
(Cifras en porcentaje)



En el detalle, el punto base de diferencia en el rendimiento trimestral entre ambas carteras se puede explicar por diversos factores<sup>6</sup>, destacando los movimientos asociados a la curva de rendimiento que contribuyeron negativamente con 2 puntos base (Gráfica 15). Lo anterior, debido a que la cartera de inversión mantuvo una duración mayor a la de la cartera parámetro, específicamente en el sector de 10 años de las notas del Tesoro, el cual se depreció en el periodo que se mantuvo dicha posición.

**Gráfica 15. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

## 2.2. Administración de riesgos

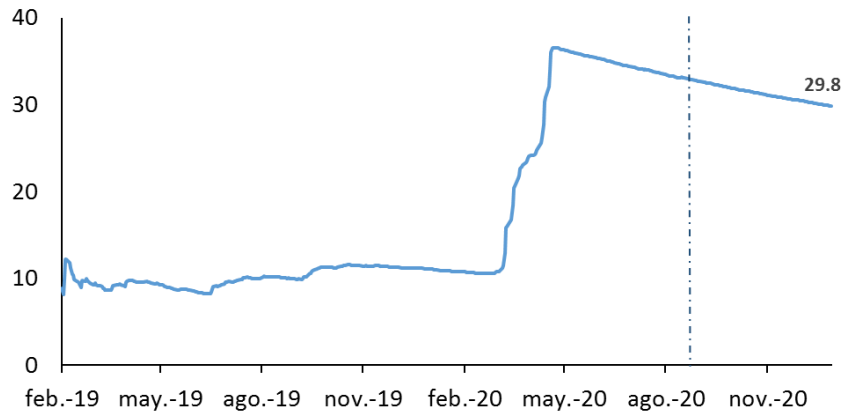
### a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*<sup>7</sup> de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 29.8 puntos base, debajo del límite máximo permitido que es de 50 puntos base. Dicha métrica tuvo un decremento paulatino en el periodo derivado de la baja volatilidad que se observó en los mercados de renta fija.

<sup>6</sup> En el modelo de atribución por factores destacan los siguientes: 1) Curva de rendimiento: el cambio en las tasas de los distintos sectores de la curva; 2) Diferencial en corporativos: se refiere al diferencial entre las tasas de los bonos corporativos y las notas del Tesoro; 3) Diferencial en notas del Tesoro: se refiere al diferencial entre las tasas de las notas del Tesoro de emisiones pasadas (“*off the run*”) contra las de referencia que son las más líquidas (“*on-the-run*”); 4) Diferencial en agencias: se refiere al diferencial entre las tasas de las agencias gubernamentales y de las notas del Tesoro; 5) Retorno en el tiempo (acarreo): rendimiento asociado por mantener un instrumento a lo largo del tiempo; 6) Otros factores: se refiere a lo que no se pudo explicar a través del modelo de factores de renta fija o residual.

<sup>7</sup> 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.

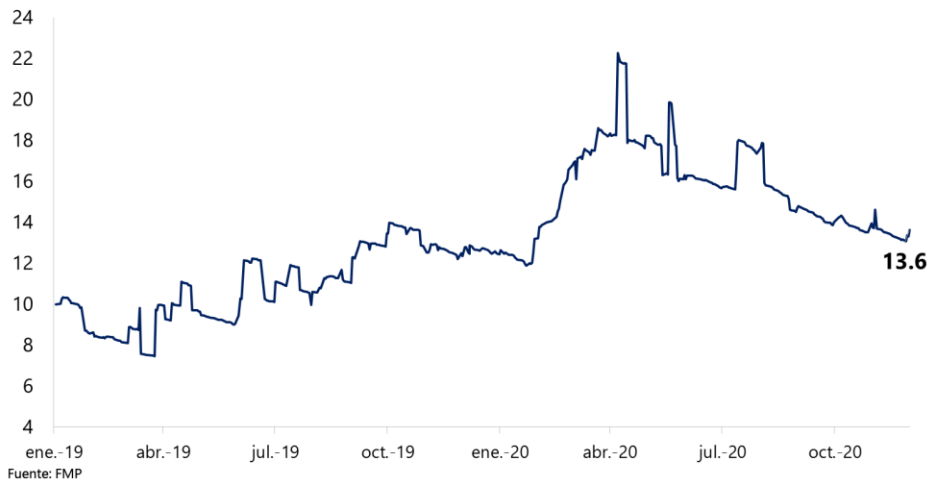
**Gráfica 16. Tracking Error de la cartera de inversión**  
(Cifras en puntos base)



Fuente: FMP

Por otra parte, el Valor de Riesgo<sup>8</sup> (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 13.6 puntos base (Gráfica 17) contra 14.7 puntos base al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 1.4 millones de dólares en un día. Los bonos corporativos fueron el activo que aportó la mayor contribución al VaR total de la cartera de inversión con alrededor del 53%, seguidos por las notas del Tesoro de EE.UU. con una contribución del 40%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 7% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 18).

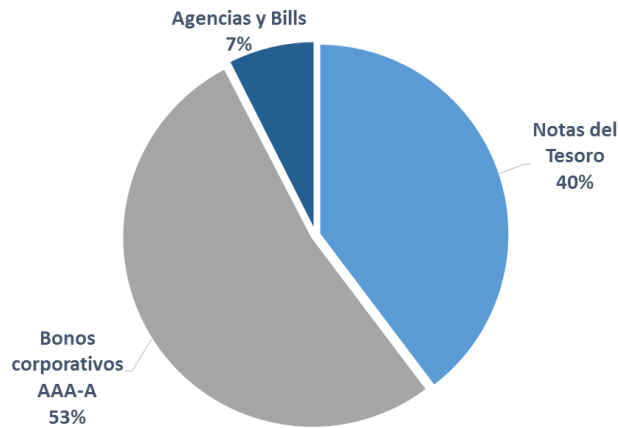
**Gráfica 17. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión**  
(Cifras en puntos base)



Fuente: FMP

<sup>8</sup> El Valor de riesgo o VaR (por sus siglas en inglés) es una medida utilizada para cuantificar las pérdidas potenciales en un periodo determinado y con una cierta probabilidad (en este caso, con probabilidad de 95%).

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



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

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

**Tabla 6. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de diciembre<sup>1/</sup>**

<b>AAA</b>	<b>AA</b>	<b>A</b>	<b>BBB y menos</b>	<b>Efectivo</b>
86%	5%	8%	0%	0%

<sup>1/</sup> La suma de los porcentajes pueden no ser de 100% debido al redondeo.

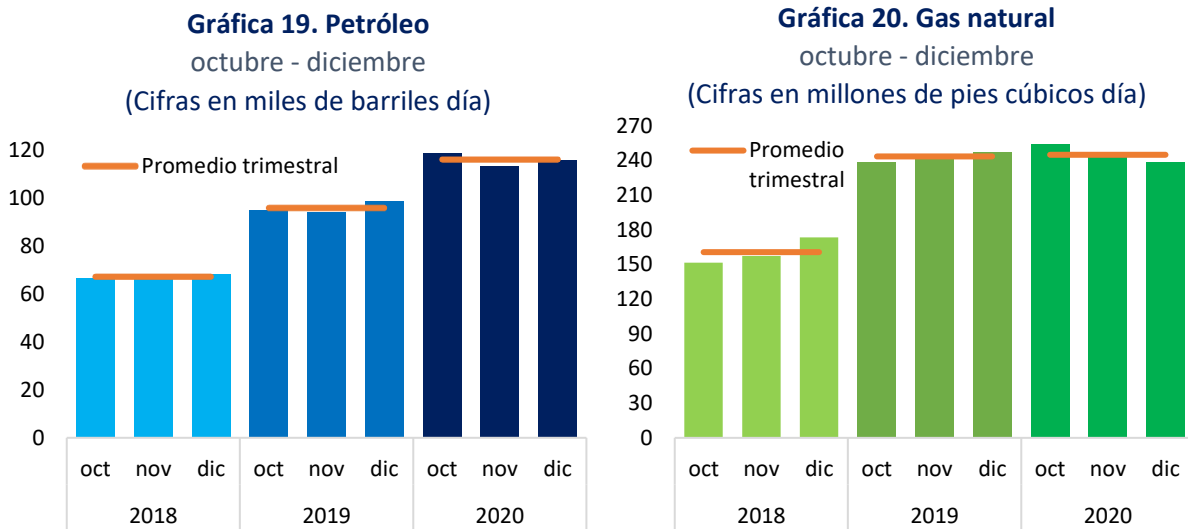
### 3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Al término del cuarto trimestre del 2020, el Fondo llevó a cabo la administración de los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (CEE).

Durante este trimestre se produjeron en promedio 116 mil barriles diarios de petróleo (mbd), destacando que durante octubre<sup>9</sup> se observó el máximo de producción durante el periodo promediando 119 mbd. El volumen promedio diario observado de este trimestre fue 21% superior al mismo periodo del 2019. Los campos con mayor producción de petróleo durante el periodo fueron Ek-Balam y Amoca-Miztón-Tecoalli.

Por otro lado, el promedio del volumen diario de gas natural del trimestre fue de 245 millones de pies cúbicos. El crecimiento de este trimestre con respecto al mismo periodo del año anterior fue de 1%, siendo los campos con mayor producción Misión y Ogarrio.

#### Gráficas de producción de hidrocarburos<sup>1/</sup>



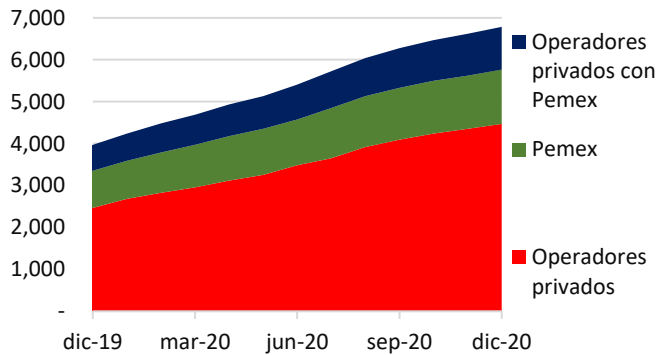
<sup>1/</sup> Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se realizó el cálculo de contraprestaciones.

Las inversiones de las empresas en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ascendieron a 510 mdd durante el cuarto trimestre de 2020. Del total reportado, el 73% corresponde a contratos de producción compartida y el restante a contratos bajo la modalidad de licencia. Así, el acumulado de las inversiones registradas en el Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC) desde 2015 asciende a 6,787 mdd.

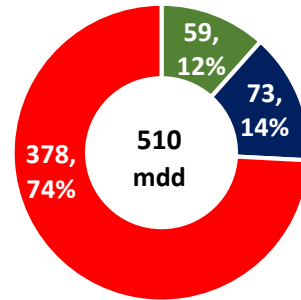
<sup>9</sup> Se refiere al volumen producido en septiembre que fue utilizado en el cálculo realizado en octubre de 2020.

Durante este trimestre la inversión de los operadores privados en contratos fue de 378 mdd, lo que representa casi tres cuartas partes del monto total registrado.

**Gráfica 21. Inversión acumulada por tipo de contratista**  
(Cifras en millones de dólares)



**Gráfica 22. Distribución de inversión por tipo de contratista <sup>1/</sup>**  
(Millones de dólares y porcentaje)

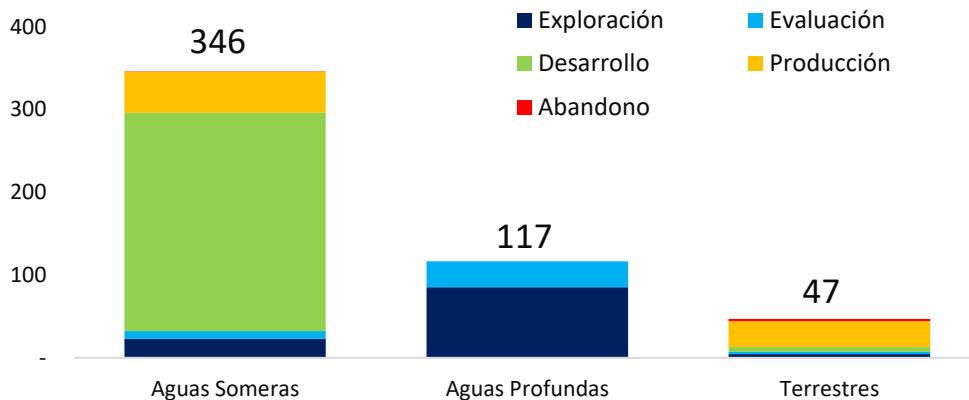


<sup>1/</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Los 5 contratos con mayor inversión en el trimestre representan casi el 68% del total y corresponden a: Fieldwood y Petrobal en los campos Ichalkil-Pokoch (107 mdd), el consorcio conformado por Hokchi y E&P en el campo Hokchi (88 mdd), la empresa ENI en los campos Amoca-Miztón-Tecoalli (60 mdd), Pemex con los campos Ek-Balam (59 mdd), y el consorcio de BHP y Pemex (31 mdd).

En la gráfica 23 se muestran los montos registrados en el trimestre por tipo de campo y actividad donde destaca que los contratos en aguas someras continúan siendo los de mayor inversión al registrar 346 mdd, seguidos de las áreas en aguas profundas que registraron inversiones por 117 mdd.

**Gráfica 23. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad <sup>1/</sup>**  
octubre-diciembre  
(Cifras en millones de dólares)

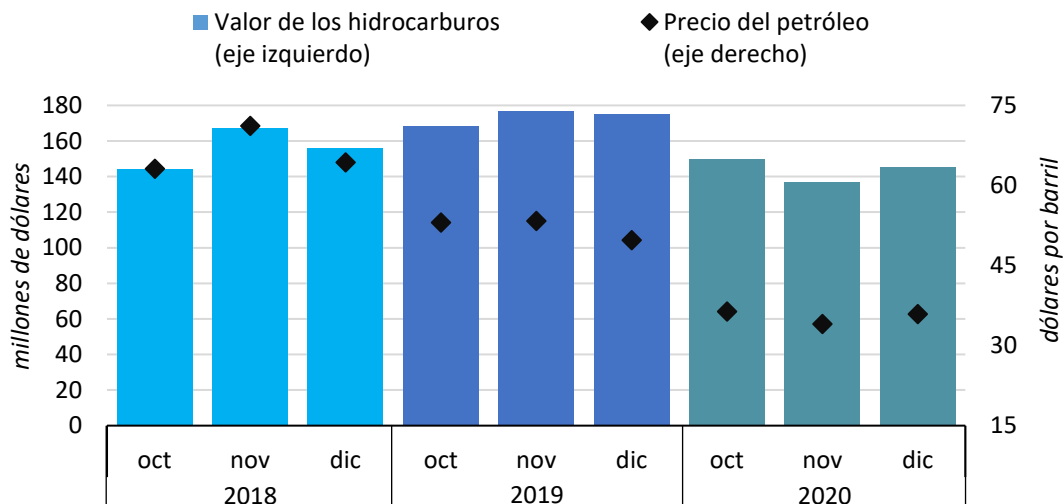


<sup>1/</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP

Por su parte, el valor contractual de los hidrocarburos (VCH) en el trimestre ascendió a 432 mdd, monto ligeramente menor con respecto a lo observado el trimestre anterior (-2%) y 17% menor con respecto al mismo trimestre del año pasado. Lo anterior, se explica porque el nivel de precios de petróleo fue 32% menor en comparación con el del cuarto trimestre de 2019.

**Gráfica 24. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo <sup>1/</sup>**  
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)

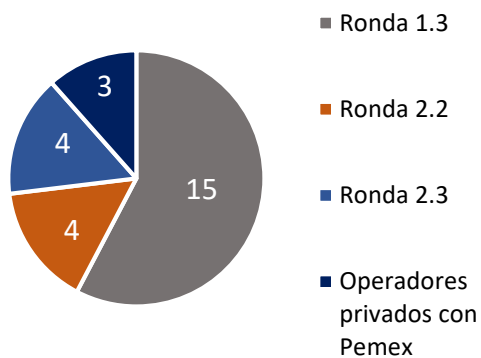


<sup>1/</sup>Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.

### 3.1 Contratos de licencia con producción

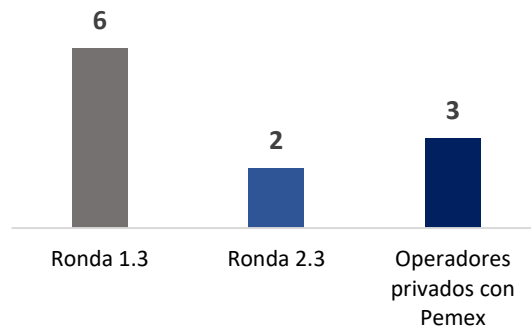
Durante el trimestre, 26 de los 76 contratos de licencia presentaron producción, de los cuales 11 registraron producción de petróleo y 23 de gas natural.

**Gráfica 25. Contratos de licencia con producción**



Fuente: FMP

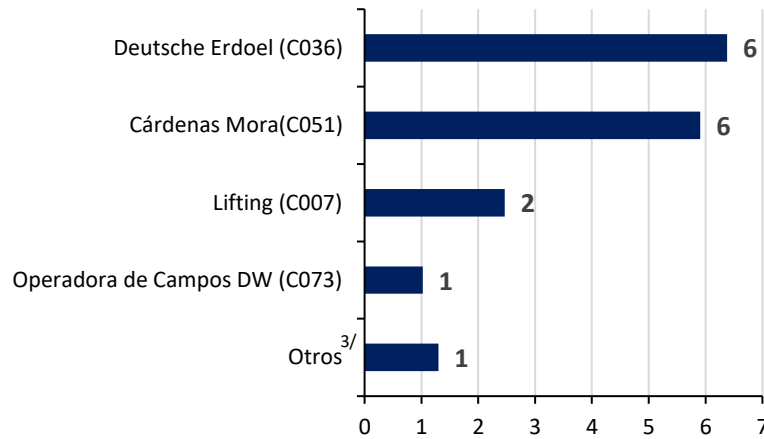
**Gráfica 26. Contratos de licencia con producción de petróleo**



Fuente: FMP

Para estos 26 contratos, la CNH<sup>10</sup> reportó al Fondo una producción promedio de 17 mbd de petróleo y 85 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (mmpcd).

**Gráfica 27. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contratista <sup>1/2/</sup>**  
 octubre-diciembre  
 (Cifras en miles de barriles día)



<sup>1/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre 2020.

<sup>2/</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.

<sup>3/</sup> Corresponde a los contratistas: Diavaz (C013), Renaissance (C014), Óleum (C021), Tonalli Energía (C024), Jaguar (C045) y Bloque VC 01 (C052).

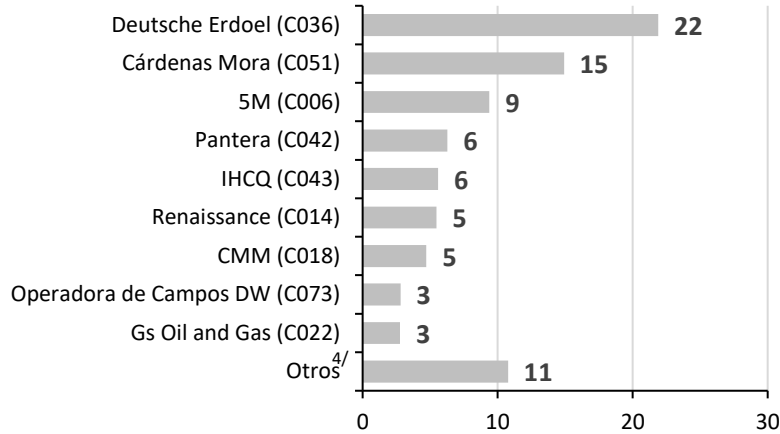
Fuente: FMP.

<sup>10</sup> Los contratistas y la CNH reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones correspondiente a cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que prevalece para realizar el cálculo corresponde a la información de CNH.





**Gráfica 28. Promedio diario de volumen de gas natural producido** <sup>1/ 2/ 3/</sup>  
 octubre-diciembre  
 (Cifras en millones de pies cúbicos día)



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

<sup>2</sup> Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre 2020.

<sup>3</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.

<sup>4</sup> Corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Diavaz (C013), Strata (C015), Strata (C023), CMM (C017), Dunas (C019) y Jaguar (C045).

Fuente: FMP.

El Fondo determinó que el VCH alcanzó 79 mdd, de los cuales 23 mdd corresponden al cálculo de contraprestaciones a favor del Estado.

**Tabla 7. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías** <sup>1/ 2/</sup>  
 octubre-diciembre  
 (Cifras en dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de las regalías
<b>oct-20</b>	27,316,303	1,676,267	6,237,100	7,913,367
<b>nov-20</b>	26,434,473	1,626,780	6,138,921	7,765,701
<b>dic-20</b>	25,650,885	1,558,262	6,046,827	7,605,089
<b>Total</b>	<b>79,401,661</b>	<b>4,861,310</b>	<b>18,422,848</b>	<b>23,284,157</b>

<sup>1</sup> Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre 2020.

<sup>2</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.

La regalía base calculada del periodo fue de 4.9 mdd. A partir de los precios observados en este periodo se detonaron 26 tasas progresivas que correspondieron a dos hidrocarburos; 22 a gas natural no asociado y 4 a condensados.



**Tabla 8. Regalía Base**  
octubre-diciembre  
(Cifras en porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima <sup>1</sup>	Tasa máxima <sup>1</sup>	Tasa promedio <sup>2</sup>	Regalía base	Porcentaje del total
<b>Petróleo</b>	7.50%	7.50%	7.50%	4,320,700	88.88%
<b>Gas natural asociado</b>	NA	9.28%	3.08%	341,823	7.03%
<b>Gas natural no asociado</b>	0.00%	0.00%	0.13%	8,799	0.18%
<b>Condensados</b>	5.00%	9.08%	5.00%	189,988	3.91%
<b>Total</b>				<b>4,861,310</b>	<b>100%</b>

1. Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH.

2. Se refiere al promedio de la tasa aplicada a cada contratista ponderado por el valor contractual del hidrocarburo extraído.

Asimismo, cada contrato paga una regalía adicional calculada como un porcentaje sobre el VCH de cada contrato, la tasa proviene de lo ofrecido por los contratistas en las licitaciones<sup>11</sup>, el monto total calculado para el periodo fue de 18.4 mdd.

**Tabla 9. Regalía Adicional**  
octubre-diciembre  
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada <sup>1</sup>	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
<b>Operadores privados con Pemex</b>	13%	57,840,422	7,519,255	40.8%
<b>Ronda 1.3</b>	55%	18,041,057	9,800,289	53.2%
<b>Ronda 2.2</b>	26%	1,480,516	387,831	2.1%
<b>Ronda 2.3</b>	37%	2,039,666	715,473	3.9%
<b>Total</b>		<b>79,401,661</b>	<b>18,422,848</b>	<b>100%</b>

1. Se refiere a la tasa promedio ponderada de los contratos de cada Ronda, Asociación o Migración, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

El Fondo emitió 18 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos para aquellos contratistas al corriente de sus pagos y retuvo 60, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes.

Adicionalmente, el Fondo está en espera de recibir de parte de la CNH las actas de volúmenes de producción de diversos contratos correspondientes al periodo marzo-diciembre. Por lo anterior, el Fondo se ha encontrado imposibilitado para emitir los certificados de pago de los contratos que pese a estar al corriente de sus obligaciones, requieren de dichas actas para su emisión. Durante este

<sup>11</sup> En el caso de las asociaciones y migraciones, el Estado define el porcentaje de regalía adicional que hasta el momento ha sido de 13%.

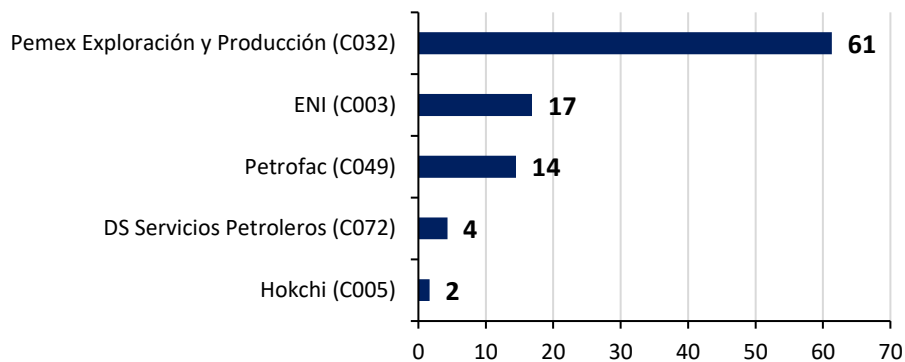
trimestre, bajo este supuesto se ubican un total de 6 certificados de pago de los contratos de la ronda 1.3.

### 3.2 Contratos de producción compartida con producción

En el trimestre, 6 de los 35 contratos de producción compartida produjeron al menos un hidrocarburo, de los cuales 4 reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato reportó producción de gas natural no asociado y condensados y otro sólo reportó producción de petróleo. La producción promedio de los contratos de producción compartida durante el periodo fue de 99 mil barriles diarios de petróleo y 160 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Los contratos Ek-Balam operado por Pemex Exploración y Producción (C032) y Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT) operado por ENI (C003), en conjunto aportaron cerca del 80% de la producción de petróleo del trimestre.

**Gráfica 29. Promedio diario de volumen de petróleo producido <sup>1/2/</sup>**  
 octubre-diciembre  
 (Cifras en miles de barriles día)



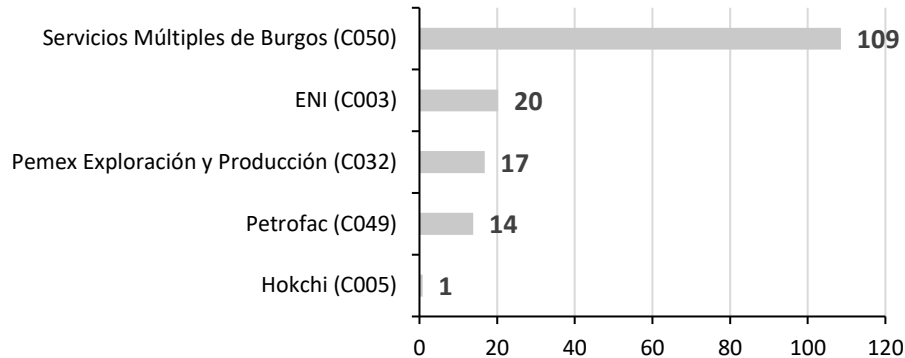
<sup>1/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre 2020.

<sup>2/</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.



**Gráfica 30. Promedio diario de volumen de gas natural producido** <sup>1/ 2/ 3/</sup>  
octubre-diciembre  
(Cifras en millones de pies cúbicos día)



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

2. Los datos corresponden al volumen producido septiembre, octubre y noviembre de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre de 2020.

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

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

A diferencia de los contratos de licencia, todas las contraprestaciones de los contratos de producción compartida se pagan en especie, con excepción de la cuota exploratoria y en algunos casos los contratos consideran contraprestaciones en efectivo para los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Para calcular las contraprestaciones que le corresponden a cada una de las partes, se requiere calcular el valor contractual de los hidrocarburos, el cual en el trimestre ascendió a 352 mdd.

**Tabla 10. Valor contractual de los hidrocarburos** <sup>1/ 2/</sup>  
octubre-diciembre  
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Petróleo	Gas natural	Condensados
<b>oct-20</b>	122,447,848	109,621,848	10,774,297	2,051,704
<b>nov-20</b>	110,591,215	99,457,221	9,935,036	1,198,958
<b>dic-20</b>	119,428,214	106,367,947	11,002,519	2,057,748
<b>Total</b>	<b>352,467,277</b>	<b>315,447,016</b>	<b>31,711,851</b>	<b>5,308,409</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre 2020.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.



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

**Tabla 11. Distribución final de las contraprestaciones en especie<sup>1/2/</sup>**  
octubre-diciembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
<b>Estado</b>	2,884	2,461	33
<b>Pemex</b>	4,522	6,380	74
<b>Operadores privados</b>	1,565	6,178	70
<b>Total</b>	<b>8,972</b>	<b>15,018</b>	<b>178</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre y diciembre 2020.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Al igual que para el caso de los contratos de licencia, el Fondo se ha encontrado imposibilitado a emitir 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 6 certificados de pago correspondientes a los dos contratos de la Ronda 1.2 que se encuentran en producción comercial regular.

Finalmente, de conformidad con lo estipulado en los contratos de producción compartida, los contratistas deben entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le corresponden a la Nación para su venta. En ese sentido, durante el periodo que se reporta, el Fondo recibió 25.5 mdd por parte de Trafigura y CFenergía correspondiente a los hidrocarburos entregados a Pemex en los periodos de enero, febrero y marzo de 2020. Queda pendiente un adeudo de 184 mdd que corresponden a los pagos atrasados de Trafigura y CFenergía de los hidrocarburos que estas empresas entregaron a Pemex de abril a septiembre de 2020. Al respecto, se informó a las autoridades del retraso.

**Tabla 12. Ingresos por comercialización<sup>1/2/</sup>**  
octubre-diciembre

(Cifras en millones de dólares)

Concepto	Importe <sup>3</sup>
Trafigura <sup>4</sup>	21.4
CFenergía <sup>5</sup>	4.1
<b>Total</b>	<b>25.5</b>

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072) y Eni (C003).

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Son importes netos de la contraprestación del comercializador.

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

5. Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFenergía, S.A. de C.V.



Los ingresos recibidos corresponden a la comercialización que tuvo lugar en los meses de enero, febrero y marzo de 2020 de los 5 contratos de producción compartida que contaban con producción comercial regular ese trimestre. De acuerdo con la información reportada por los comercializadores del Estado, el total de ingresos está asociado a ventas de 919,717 barriles de hidrocarburos líquidos y 2,312,974 millones de BTU.

Durante el cuarto trimestre de 2020, los comercializadores recibieron el pago de sus comisiones, conforme a lo siguiente:

**Tabla 13. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado<sup>1/</sup>**  
octubre-diciembre  
(Cifras en dólares)

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
Trafigura <sup>2</sup>	161,320
CFEnergía <sup>3</sup>	48,539
<b>Total</b>	<b>209,859</b>

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072) y Eni (C003).

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

3. Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFEnergía, S.A. de C.V.

Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 88.3 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión<sup>12</sup>.

Cabe señalar que, 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.

Adicionalmente, el Fondo suscribió con la CNH un nuevo acuerdo para que el Fondo reciba y efectúe por cuenta de la CNH el entero del IVA producto de la venta de los hidrocarburos que realice el comercializador del Estado, conforme a lo establecido en el nuevo contrato de comercialización.

<sup>12</sup> Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 de los contratos de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del acuerdo para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo.

### Análisis del contrato Hokchi-E&P (C005)

Al cierre del cuarto trimestre de 2020, el consorcio Hokchi-E&P que opera el campo Hokchi adjudicado en la ronda 1.2 ha registrado inversiones totales por 741 mdd. Se trata del tercer mayor monto de inversión ejercida por un contratista, después de los campos Ek-Balam (Pemex contratista) y AMT (Eni).

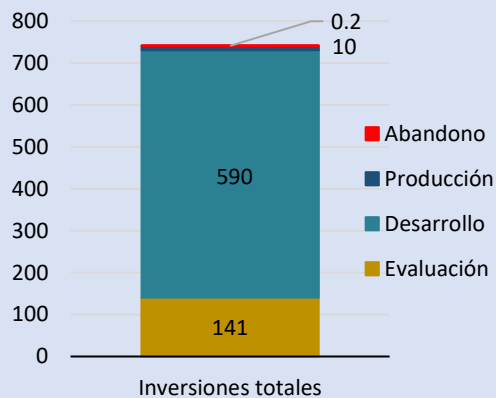
Del total de inversiones, 141 mdd se destinaron a las actividades de evaluación que permitieron al contratista confirmar la productividad y extensión del campo, entre las que destacan la perforación de cinco pozos y la realización de dos pruebas de producción.

Asimismo, el contratista ha registrado inversiones por 590 mdd para el desarrollo del campo, destinando 466 mdd a la construcción de instalaciones. De acuerdo con un anuncio emitido por el contratista, en noviembre de 2020 se concluyó con la construcción de dos plataformas marinas y 100 kilómetros de ductos marinos. Lo anterior, está en línea con el plan de desarrollo vigente<sup>13</sup> del campo en donde se contempla que toda la infraestructura será construida por el contratista.

De acuerdo con el plan de desarrollo, hacia adelante se espera que el contratista invierta hasta 1,823 mdd durante el resto de la vida del contrato, los cuales serán ejercidos conforme a la gráfica 32. Destaca que el 55% de dicho monto se destinará a inversiones de capital que serán propiedad del Estado<sup>14</sup> al final de la vida del contrato debido a la recuperación de costos que se paga al contratista como contraprestación.

- ✓ Para 2021 se estima que el contratista invertirá cerca de 250 mdd para terminar la planta de procesamiento Paraíso y la perforación de 5 pozos adicionales.

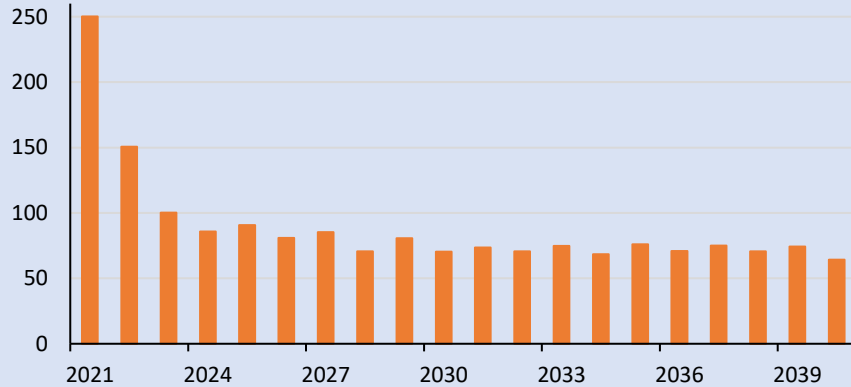
**Gráfica 31. Inversiones totales registradas al cuarto trimestre 2020**  
(Cifras en millones de dólares)



<sup>13</sup> Se refiere a la modificación al plan de desarrollo aprobado por la CNH en diciembre de 2019.

<sup>14</sup> Se supone que el contratista invierte lo definido en el plan de desarrollo y que el Estado recupera el 100% de los costos.

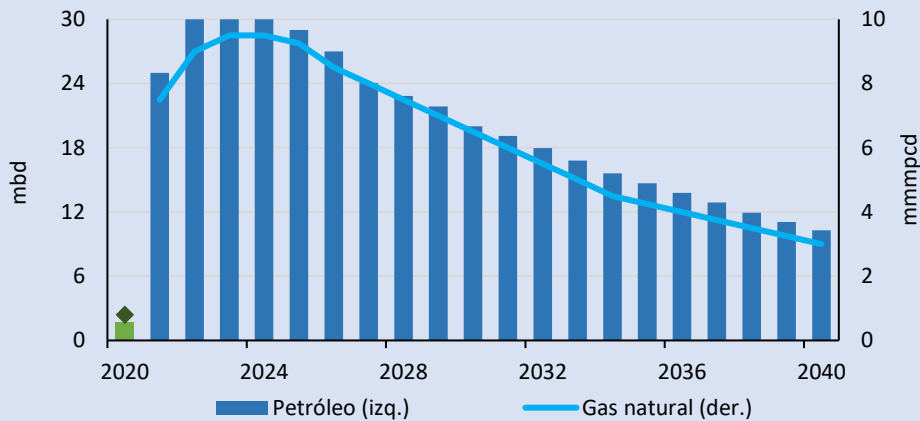
**Gráfica 32. Inversiones estimadas 2021-2041<sup>1/</sup>**  
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP con información de la CNH.  
1/ El fin de vigencia del contrato es en enero de 2041.

Con dicha inversión se espera extraer 155 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante toda la vida productiva del campo y se estima que el pico de producción de petróleo se alcance en 2022 con 30 mbd aproximadamente, como se muestra en la gráfica 33. En ese sentido, al finalizar el proyecto Hokchi generaría ganancias al Estado por 2,341 mdd<sup>15/</sup>, de acuerdo con el plan de desarrollo.

**Gráfica 33. Estimación de producción de petróleo y gas natural 2021-2041**  
(Diferentes unidades)



Fuente: FMP con información de CNH.

<sup>15</sup> Se refiere al valor presente neto del proyecto a favor del Estado.



## 4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

### 4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México

Durante el trimestre los honorarios que el Fondo cubrió al Banco de México por los gastos necesarios para la debida operación del fideicomiso ascendieron a 20,796,265 pesos.

**Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México<sup>1/</sup>**  
 octubre-diciembre  
 (Cifras en millones de pesos)

Concepto	Monto
Recursos Humanos	11.9
Costos de Ocupación	1.5
Tecnologías de la Información	3.1
Otros Gastos de Operación	1.4
Subtotal	17.9
IVA	2.9
<b>Total</b>	<b>20.8</b>

<sup>1/</sup> Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo

### 4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo

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

### 4.3. Otras actividades relevantes

#### a. Transparencia y acceso a la información pública

##### i. Atención a solicitudes de acceso a la información

Durante el trimestre el Fondo recibió 3 solicitudes de acceso a la información, las cuales fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

##### ii. Talleres para contratistas

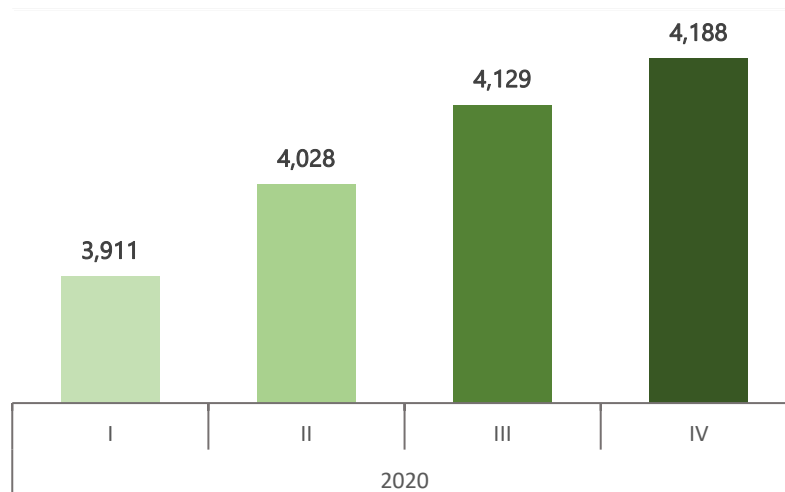
En diciembre el Fondo realizó el tercer taller virtual del año destinado a apoyar a los contratistas en el dominio del sistema para registrar la información acerca de las actividades de exploración, producción, así como las inversiones realizadas, donde se contó con la participación de la SHCP, la CNH y la SENER.

### iii. Publicación de estadísticas

Como parte de las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas establecidas en la LISH, el Fondo publicó de manera mensual las estadísticas correspondientes al periodo que se reporta en la infraestructura SIE-BANXICO.

Al cierre del trimestre, el Fondo incorporó 59 series estadísticas y 4 cuadros analíticos asociados al primer registro de inversiones de cuatro contratos, además de la incorporación de un cuadro con la plataforma nacional de petróleo, condensados y gas natural. En consecuencia, actualmente se publican de manera mensual 4,188 series estadísticas, lo que representa un incremento en el número de series de 43% respecto del mismo trimestre del año anterior.

**Gráfica 34. Número de series estadísticas actualizadas de manera mensual <sup>1</sup>**



Fuente: FMP

1. Se refiere a las series vigentes al cierre de cada trimestre.

### iv. Estrategia de comunicación

El Fondo inició un proyecto con la finalidad de adecuar su sitio web y facilitar que personas con alguna discapacidad puedan navegar de manera más sencilla a través de él. Durante este periodo se iniciaron las gestiones con la Dirección General de Tecnologías de la Información del Banco de México para llevar a cabo una evaluación del diseño, programación y contenidos del sitio y determinar los ajustes que permitan que todas las personas puedan percibir, entender, navegar e interactuar con el sitio web. Con este proyecto se buscará obtener la certificación en los diferentes componentes de la página del Fondo.

## **b. Fiscalización y Control Interno**

### **i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)**

La auditoría 90-GB denominada “Ingresos por Asignaciones y Comercialización de Hidrocarburos”, correspondiente a la revisión de la cuenta pública 2019, 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 citada 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 conforme a la normatividad aplicable, así como que su registro contable, su presentación en los estados financieros y en la cuenta pública se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas.

Los procesos sobre los cuales la ASF realizó su verificación fueron: i) Marco normativo aplicable al cálculo y registro de los ingresos derivados de las asignaciones y comercialización de hidrocarburos; ii) Mecanismos de control interno e información; iii) Recepción de los ingresos por concepto de asignaciones y comercialización de hidrocarburos por parte del Fondo conforme al marco jurídico aplicable; vi) Transferencias ordinarias realizadas por el Fondo y v) Registro contable de los ingresos del Fondo.

Cabe señalar que, durante el desarrollo de dicha auditoría, la ASF formuló al Fondo 53 requerimientos de información y documentación, los cuales fueron atendidos en tiempo y forma.

### **ii. Fortalecimiento al Control Interno**

Durante este trimestre, se concluyó con la actualización de los Manuales de Procedimientos de Operación, con lo cual se dio cumplimiento al Programa de actualización normativa registrado ante la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos del Banco de México.

Asimismo, 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 del Fondo.

Finalmente, con el fin de identificar cambios en la ejecución de los procesos, en la estructura organizacional y en el entorno jurídico y normativo, se respondieron los autodiagnósticos enviados por la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos del Banco de México. De los resultados de este ejercicio se derivarán los planes de acción que se requieran para fortalecer el sistema de control interno en el Fondo.

**c. Calendario de Transferencias**

En cumplimiento al artículo 16, fracción II, de la Ley del Fondo y a lo previsto en la cláusula Sexta, fracción III, de su contrato constitutivo, el 17 de diciembre de 2020 la SHCP en su carácter de Fideicomitente comunicó al Fiduciario el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2021, en el cual se establecen las fechas y las cantidades conforme a las cuales el Fondo deberá realizar las transferencias a los diversos fondos sectoriales, así como a la Tesofe.

Conforme a la Ley de Ingresos para el 2021 y el referido calendario, el monto de las transferencias asciende a 343,039,989 millones de pesos.

**d. Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación**

En cumplimiento al lineamiento Cuarto de los “Mecanismos de Financiamiento del Gasto de Operación del Fondo” (Mecanismos), aprobados por el Comité en sesión del 27 de abril de 2018, se informa que el estimado a acumular por concepto de intereses es de 115,320,031 pesos.

Cabe señalar que de conformidad con el lineamiento Tercero de los citados Mecanismos, una vez alcanzado dicho importe, los intereses que se generen por lo que resta del ejercicio serán transferidos a la Tesofe en las fechas señaladas en el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2021 que emitió la SHCP.

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

En cumplimiento a la disposición Quinta de los “Lineamientos para evitar conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario”, aprobados por el Comité el 8 de diciembre de 2014, se informa que los contratos vigentes celebrados por el Banco de México en su carácter de fiduciario cumplen con los referidos lineamientos.



**Anexo. Estados financieros**