

Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
julio - septiembre 2020**

Ciudad de México, 29 de octubre de 2020



## **INFORME TRIMESTRAL JULIO-SEPTIEMBRE 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.



## Contenido

---

<b>1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS .....</b>	<b>4</b>
<b>1.1. Ingresos .....</b>	<b>4</b>
<b>a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos .....</b>	<b>4</b>
<b>b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos .....</b>	<b>5</b>
<b>1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los fondos de estabilización y sectoriales .....</b>	<b>6</b>
<b>1.3. Registro del Fiduciario .....</b>	<b>9</b>
<b>2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO .....</b>	<b>10</b>
<b>2.1. Administración de la cartera de inversión .....</b>	<b>10</b>
<b>a. Condiciones económicas .....</b>	<b>10</b>
<b>b. Desempeño de la cartera de inversión .....</b>	<b>14</b>
<b>2.2. Administración de riesgos .....</b>	<b>18</b>
<b>a. Cumplimiento de límites de riesgo .....</b>	<b>18</b>
<b>b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión .....</b>	<b>19</b>
<b>3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS .....</b>	<b>20</b>
<b>3.1 Contratos de licencia con producción .....</b>	<b>22</b>
<b>3.2 Contratos de producción compartida con producción .....</b>	<b>25</b>
<b>4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO .....</b>	<b>31</b>
<b>4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México .....</b>	<b>31</b>
<b>4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo .....</b>	<b>31</b>
<b>4.3. Otras actividades relevantes .....</b>	<b>31</b>
<b>a. Transparencia y acceso a la información pública .....</b>	<b>31</b>
<b>b. Fiscalización y Control Interno .....</b>	<b>33</b>
<b>Anexo. Estados financieros .....</b>	<b>34</b>

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

El Fondo gestionó un total de 410 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 47,292 millones de pesos.<sup>1</sup>

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 79.56% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 19.88% y los de exploración el 0.56%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el tercer trimestre del año representan una disminución del 49% respecto al mismo periodo del ejercicio 2019, como se muestra en la siguiente tabla:

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

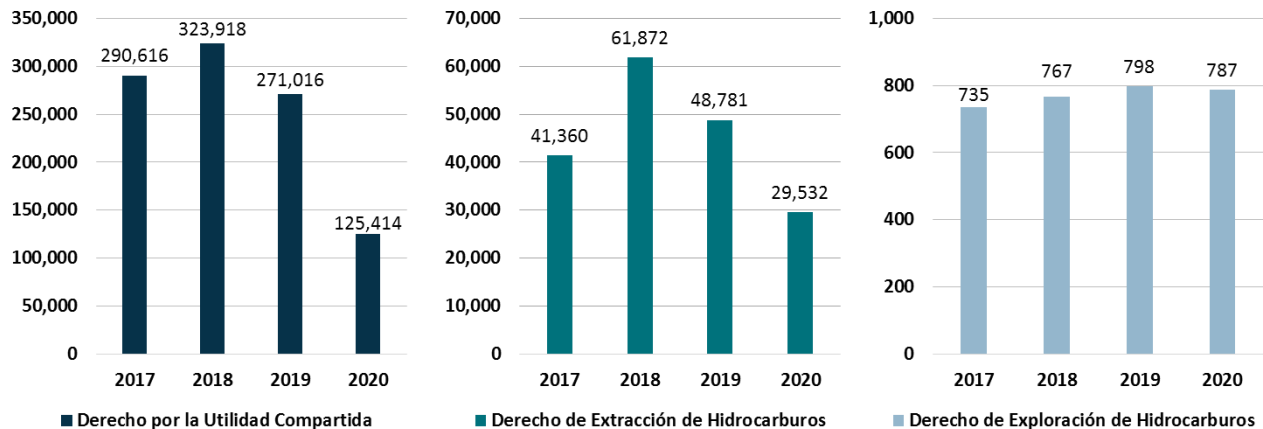
	julio - septiembre 2019	julio - septiembre 2020	Δ% (2020 vs. 2019)
Derecho por la Utilidad Compartida	77,168	37,625	-51%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	15,494	9,404	-39%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	266	263	-1%
<b>Total</b>	<b>92,928</b>	<b>47,292</b>	<b>-49%</b>

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

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



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



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

El Fondo recibió durante el periodo que se reporta el pago de los siguientes ingresos a favor del 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:

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

	Pesos	Dólares <sup>2/</sup>
Cuota exploratoria	368	
Regalía Adicional		7
Regalía Base		2
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular		37
<b>Total</b>	<b>368</b>	<b>47</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.

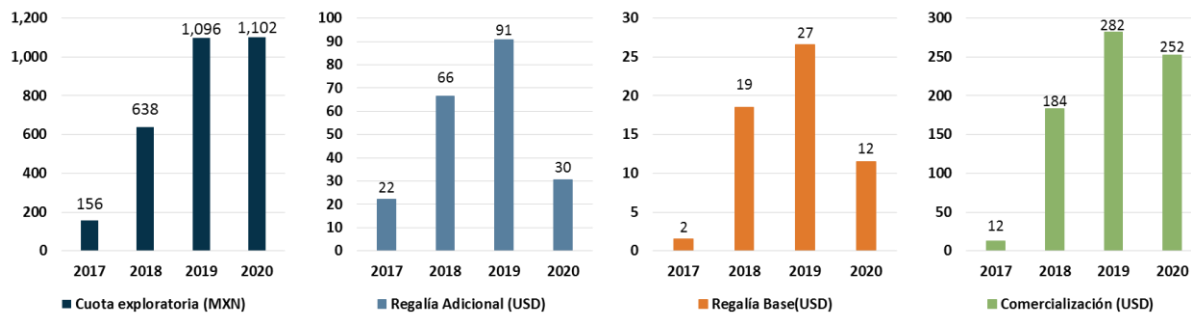
<sup>2/</sup> Los montos recibidos en dólares se registran al tipo de cambio aplicable al día de la recepción.

<sup>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.

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

**Gráfica 2. Ingresos por contratos**  
 enero – septiembre  
 (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:

<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.



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

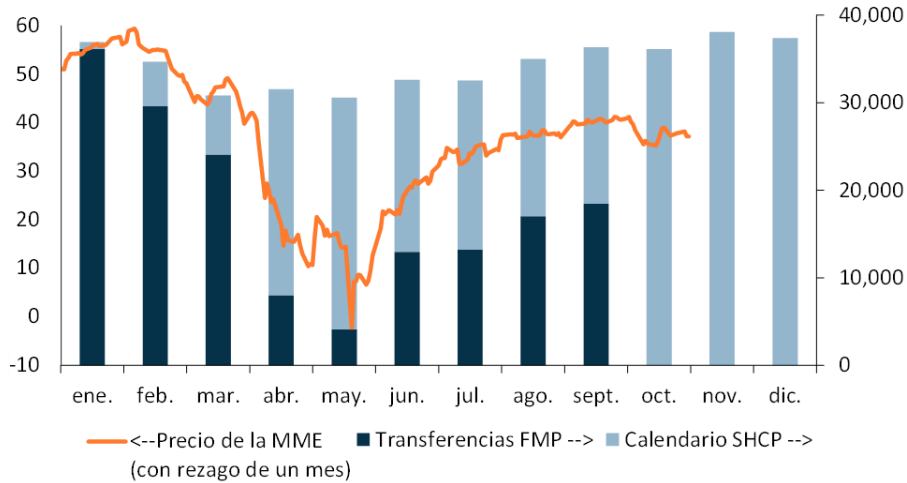
<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	-
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	-
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>904</b>
<b>IV.Fondos de Ciencia y Tecnología</b>	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - 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>47,784</b>
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	53
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	47,731
<b>Total</b>	<b>48,693</b>

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

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe ascendieron a un total de 48,693 millones de pesos, acumulando así un total de 163,611 millones de pesos en lo que va del año, equivalentes al 0.6% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) para el ejercicio 2020. Al cierre de septiembre del presente año, el monto acumulado fue menor en 137,596 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.

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) en lo que va del año se ha ubicado alrededor de 15 dólares por debajo de los 49 dólares por barril estimados en los CGPE. Por otro lado, como se ha explicado anteriormente, la implementación de los beneficios fiscales otorgados al asignatario en el pago del derecho por la utilidad compartida ha resultado en menores ingresos petroleros.

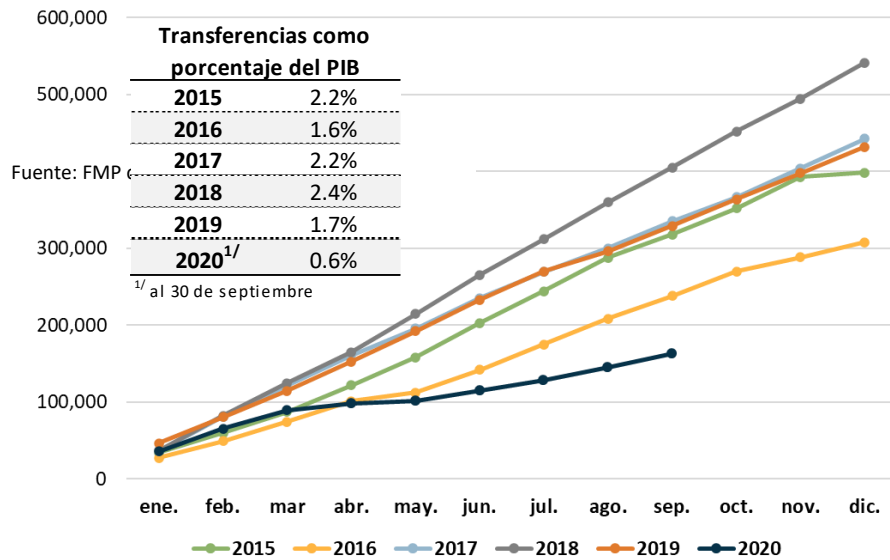
**Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP**  
(Cifras en dólares por barril y en millones de pesos)



Fuente: FMP

Para efectos comparativos, a continuación se muestra 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)



Fuente: FMP





### 1.3. Registro del Fiduciario

Durante el tercer trimestre del 2020, la Secretaría de Energía autorizó a Pemex la modificación de 3 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 30 de septiembre de 2020**

Ronda	Contratos en Exploración		Contratos en Producción <sup>1/</sup>		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	1	12	4	20	37
Dos	10	32	-	8	50
Tres	15	-	1	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>45</b>	<b>9</b>	<b>31</b>	<b>111</b>

<sup>1/</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 30 de septiembre de 2020<sup>1/</sup>**

Tipo de asignación	Total
Asignación de exploración	64
Asignación de evaluación	4
Asignación de extracción	327
Asignación de resguardo	1
<b>Total</b>	<b>396</b>

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

## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

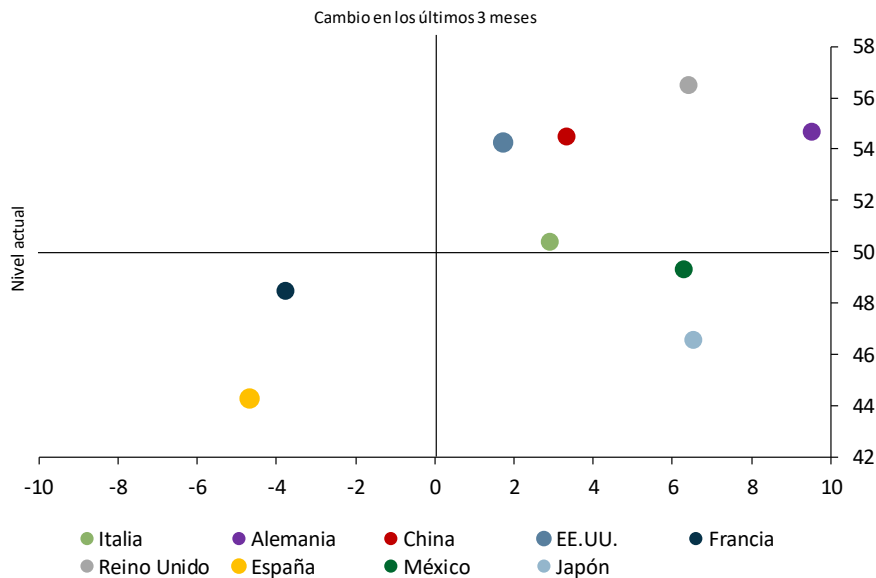
### 2.1. Administración de la cartera de inversión

#### a. Condiciones económicas

Durante el tercer trimestre del año la actividad económica comenzó una reactivación paulatina a nivel global, lo que propició una ligera recuperación en el consumo y confianza de los hogares. En línea, los indicadores adelantados de manufactura y servicios repuntaron, de manera que los PMIs compuestos<sup>5</sup> para las principales economías mejoraron respecto al promedio observado en el segundo trimestre. La mayoría de estos índices se ubican incluso por arriba de las 50 unidades (Gráfica 5), consistente con un periodo de expansión. En este contexto, los pronósticos de crecimiento económico para el 2020 se han ajustado al alza respecto a lo estimado el trimestre anterior, mientras que los correspondientes al 2021 lo han hecho a la baja (Tabla 6). 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, así como el estímulo fiscal y paquetes de apoyo que han otorgado los gobiernos a nivel global.

**Gráfica 5. PMI compuesto 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 en los últimos tres meses.

Fuente: Bloomberg

<sup>5</sup> *Purchasing Manager's Index* compuestos (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 y de servicios. 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.

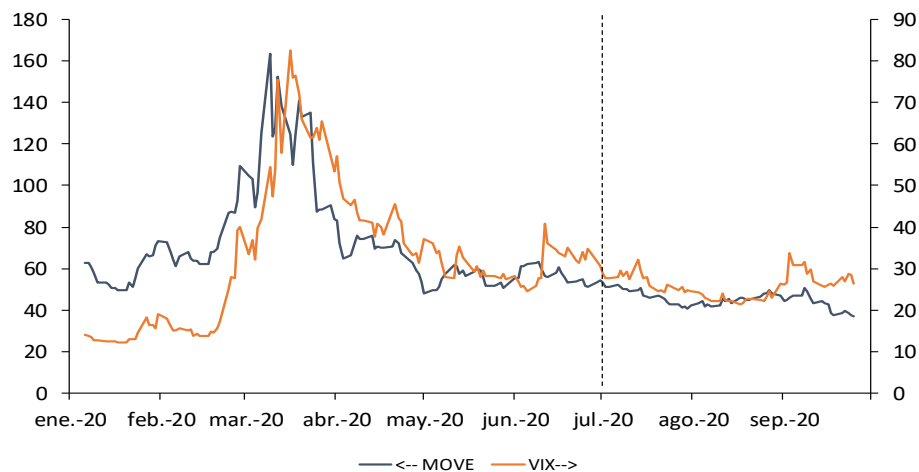
**Tabla 6. Pronósticos de crecimiento para 2020 y 2021 para países seleccionados**  
(Cifras en porcentaje)

País	2020		2021	
	Anterior	Actual	Anterior	Actual
Estados Unidos	-6.5	-3.7	5.0	4.0
Alemania	-6.7	-5.2	6.4	5.1
China	-3.7	1.8	6.8	8.0
Japón	-6.0	-5.8	2.1	1.5
Reino Unido	-11.5	-10.1	9.0	7.6
Francia	-11.4	-9.5	7.7	5.8
Italia	-11.3	-10.5	7.7	5.4
Australia	-5.0	-4.1	4.1	2.5
Nueva Zelanda	-3.8	3.6	3.2	4.9
Noruega	-4.4	-3.6	3.8	3.5
Suecia	-5.1	-4.1	4.0	3.5
Canadá	-8.0	-5.8	3.9	4.0

Fuente: Bloomberg, OCDE, Reserva Federal, Instituto IFO

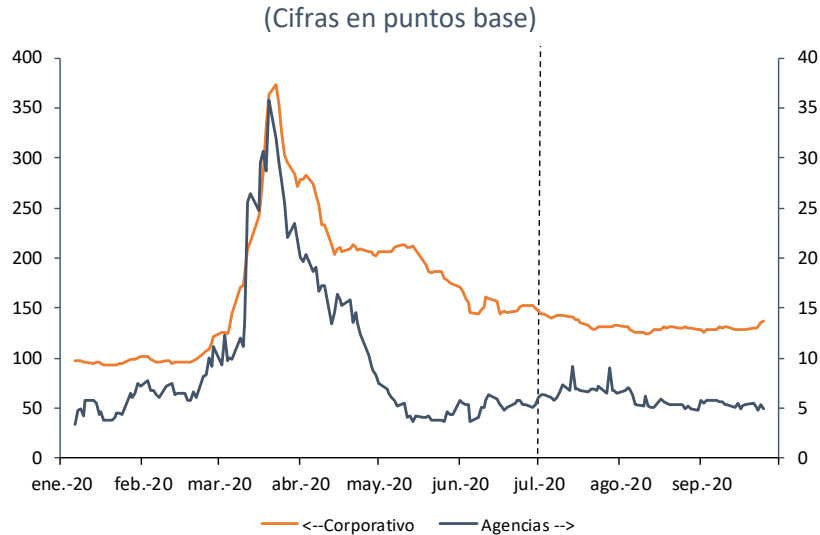
Como consecuencia de lo anterior, durante el tercer trimestre el sentimiento en los mercados financieros internacionales fue positivo. En particular, se observó una menor volatilidad en los mercados accionarios y de renta fija de Estados Unidos (EE.UU.) (Gráfica 6). Los diferenciales de deuda corporativa y de agencias gubernamentales permanecieron sin cambio con respecto al cierre del trimestre anterior, en 137 y 5 puntos base, respectivamente (Gráfica 7). 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, tampoco presentó cambios significativos.

**Gráfica 6. Índice de volatilidad del S&P 500 VIX  
e índice de volatilidad de notas del Tesoro MOVE**  
(Cifras en puntos base)



Fuente: Bloomberg

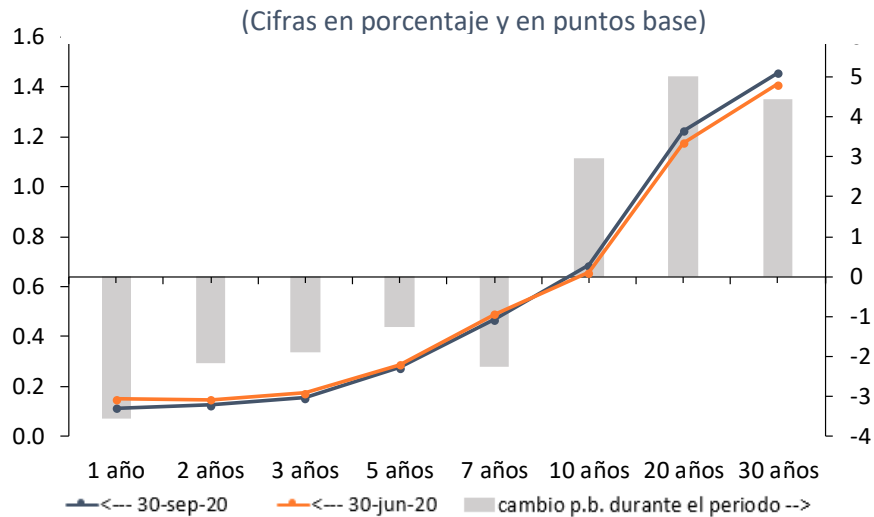
**Gráfica 7. Diferencial entre las tasas de agencias gubernamentales y deuda corporativa de alto grado de inversión respecto de las notas del Tesoro de EE.UU.**



Fuente: Bloomberg

En cuanto a la curva de rendimiento de las notas del Tesoro de EE.UU., durante el periodo se observaron cambios acotados en los niveles de las tasas. La política monetaria altamente acomodaticia que mantiene la Reserva Federal continúa anclando las tasas de corto plazo en niveles cercanos al 0%. Es importante mencionar que dicho banco central anunció un nuevo esquema de objetivo de inflación, el cual buscará que ésta oscile en promedio en 2%, permitiendo incluso superar dicho umbral. Al respecto, los mercados se mantienen atentos a conocer mayores detalles sobre la implementación de este nuevo esquema.

**Gráfica 8. Curva de rendimiento de notas del Tesoro de EE.UU.**

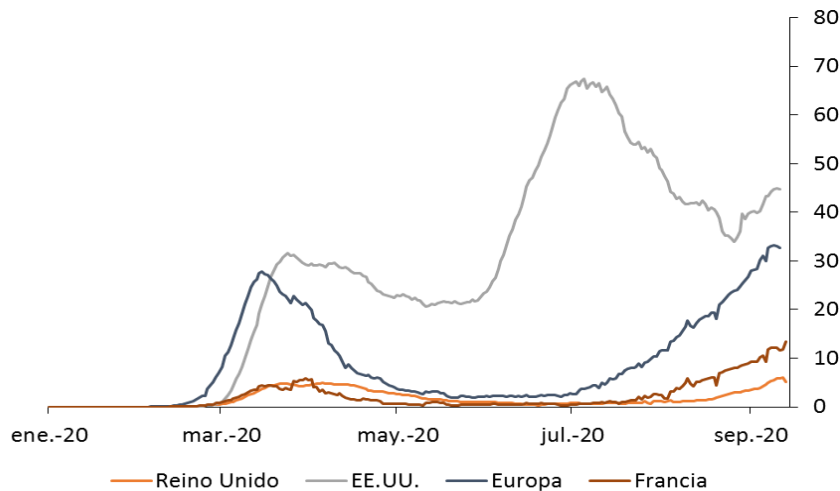


Fuente: Bloomberg

Cabe mencionar que a pesar de la aparente mejora en el entorno económico mundial, aún persisten ciertos riesgos a considerar. Por un lado, hay evidencia de un segundo brote de contagios de COVID-19 en Europa y en EE.UU. (Gráfica 9) lo que abre la posibilidad de que se vuelvan a aplicar medidas de confinamiento en algunas economías. Además, persiste un alto grado de incertidumbre respecto al avance en el proceso de desarrollo de una vacuna en contra de dicha enfermedad.

**Gráfica 9. Casos diarios de personas contagiadas de COVID-19 para países seleccionados**

(Cifras en miles usando un promedio móvil de 7 días)

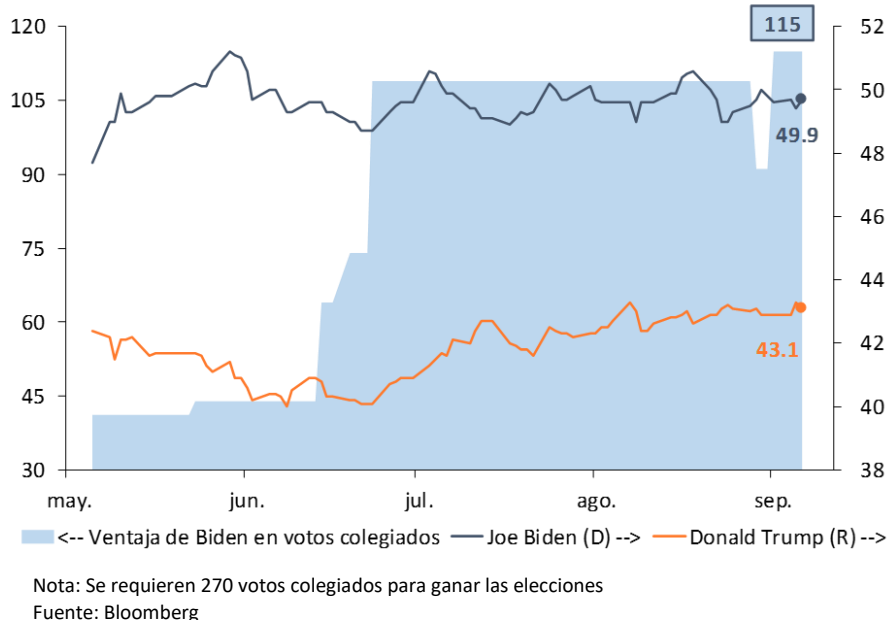


Fuente: Bloomberg

Por otro lado, se retomaron las reuniones entre oficiales del gobierno del Reino Unido y la Unión Europea para discutir un nuevo acuerdo comercial entre ambas partes, lo que podría generar incertidumbre en los mercados ante el riesgo de que la salida del Reino Unido de la Unión Europea se dé sin un acuerdo comercial.

Finalmente, los participantes de los mercados financieros estarán atentos a las elecciones presidenciales de EE.UU., así como a la posibilidad de un cambio de gobierno que venga acompañado de nuevas políticas públicas y económicas. Al respecto, las encuestas de intención de voto que reflejan tanto el voto popular, como el número de votos colegiados, se han mantenido estables. En particular, partiendo de los estados en donde los candidatos muestran una ventaja mayor al 10%, el candidato demócrata Joe Biden parecería contar con una intención de voto de alrededor de 115 votos colegiados por arriba del actual presidente Donald Trump, con 278 votos contra 163.

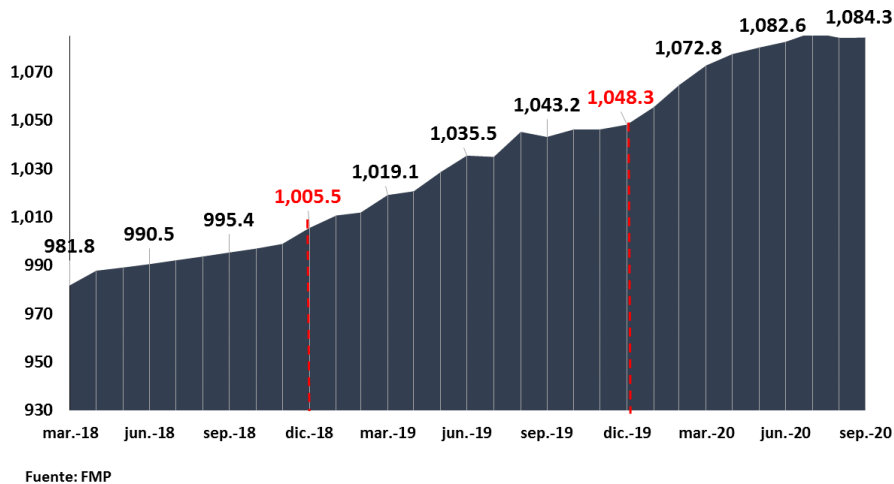
**Gráfica 10. Encuestas de intención de voto popular y por votos colegiados**  
(Cifras en porcentaje y diferencia de votos colegiados)



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

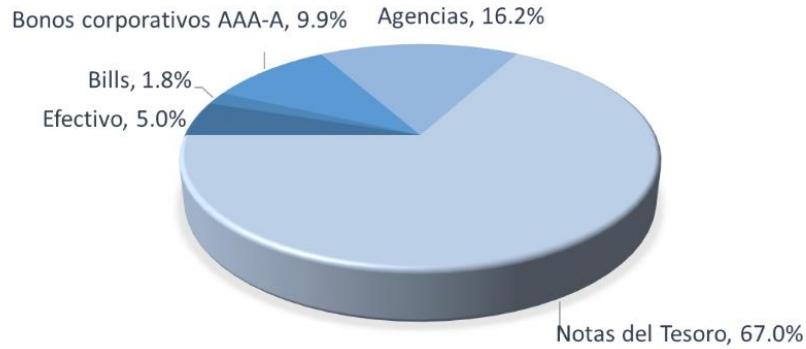
En el trimestre, la cartera de inversión de la reserva generó un rendimiento de 0.2%, 2 puntos base por arriba de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la reserva ascendió a 1,084.3 millones de dólares (mdd). En lo que va del año, la cartera acumuló ganancias de 36 millones de dólares, lo que representa un rendimiento de 3.4% y equivale a un rendimiento anualizado de 4.6%.

**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 septiembre 2020**

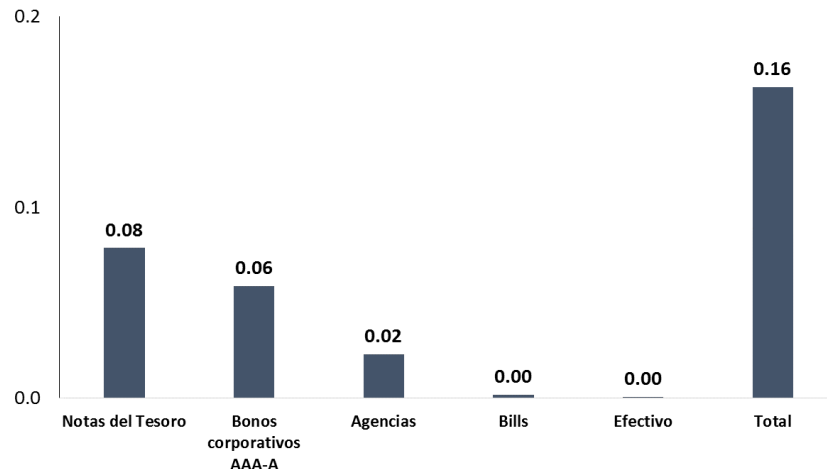


<b>Rendimiento a vencimiento (%)</b>	<b>0.3</b>
<b>Duración (%)</b>	<b>2.4</b>

Fuente: FMP

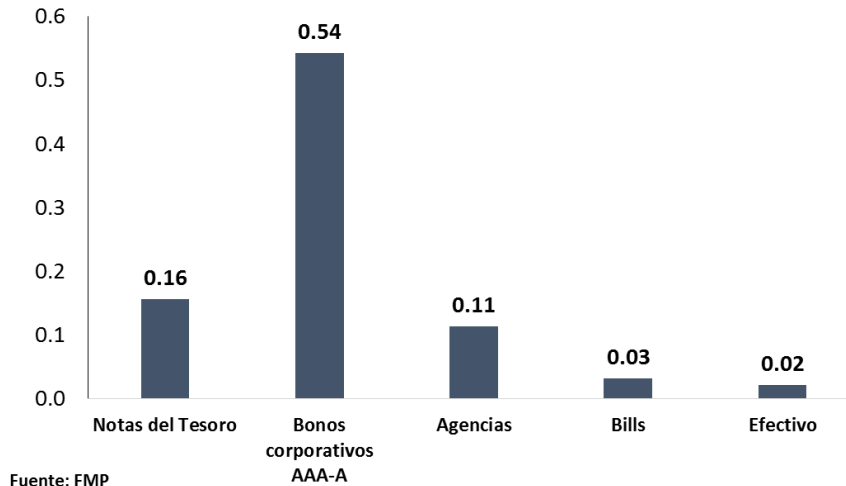
El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño de las notas del Tesoro de EE.UU. y por el de los bonos corporativos. Cabe destacar que a pesar de que las notas del Tesoro se mantuvieron dentro de un rango acotado, aportaron 8 puntos base del rendimiento total. Respecto a los bonos corporativos, éstos contribuyeron con 6 puntos base apoyado por el dividendo que generó el vehículo de inversión (Gráficas 13 y 14).

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



Fuente: FMP

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

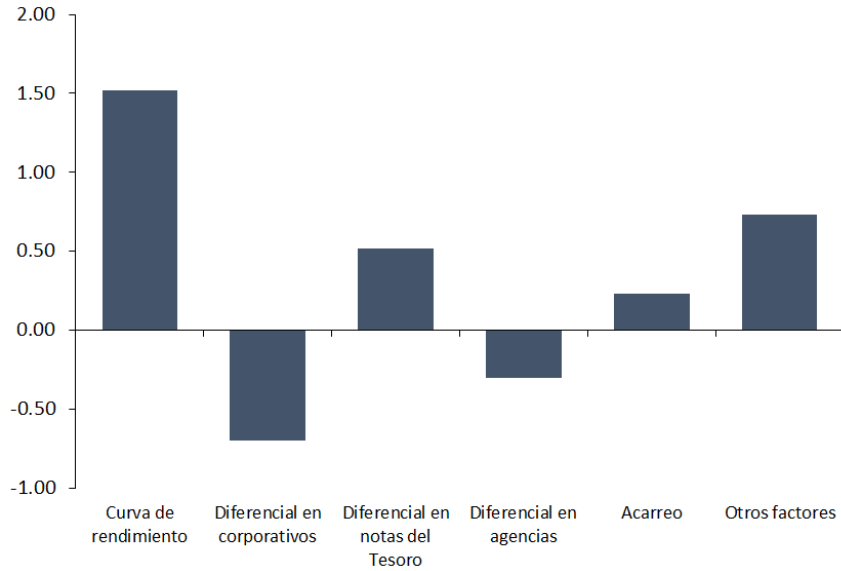


En el detalle, los 2 puntos base de diferencia en el rendimiento trimestral entre ambas carteras se puede explicar por diversos factores<sup>6</sup>, destacando los movimientos asociados a la curva de rendimiento que contribuyeron con 1.5 puntos base (Gráfica 15). Lo anterior debido a que la cartera 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 apreció en el periodo que se mantuvo dicha posición (Gráfica 16).

<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.

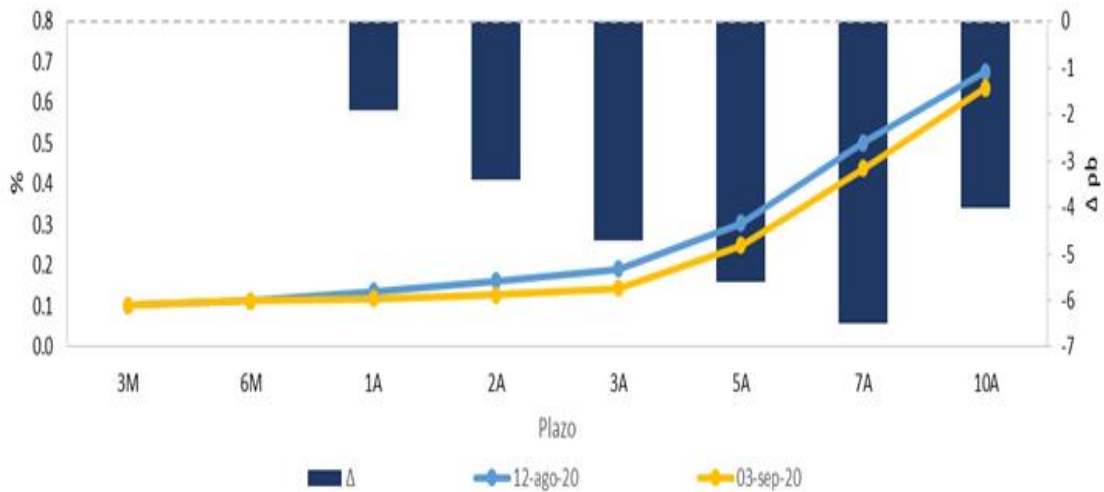


**Gráfica 15. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

**Gráfica 16. Curva de rendimiento de las notas del Tesoro de EE.UU.**  
(Cifras en porcentaje y el cambio ( $\Delta$ ) en puntos base)



Fuente: Bloomberg

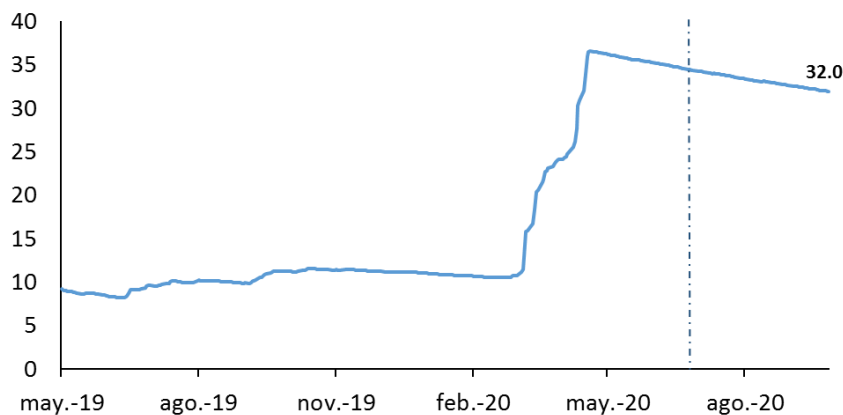


## 2.2. Administración de riesgos

### 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 32 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.

**Gráfica 17. 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 14.7 puntos base (Gráfica 18) contra 16.3 puntos base al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 1.6 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 39%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 8% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 19).

<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.

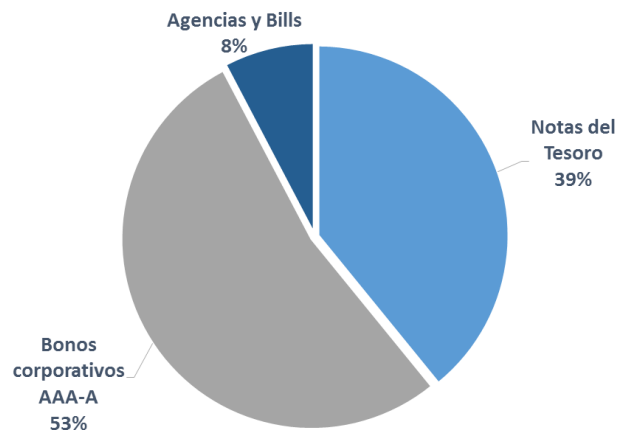
<sup>8</sup> El Valor de riesgo o VaR (por sus siglas en inglés) es una medida utilizada para cuantificar las pérdidas potenciales en un periodo determinado y con una cierta probabilidad (en este caso, con probabilidad de 95%).



### Gráfica 18. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión (Cifras en puntos base)



### Gráfica 19. 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 7. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de septiembre

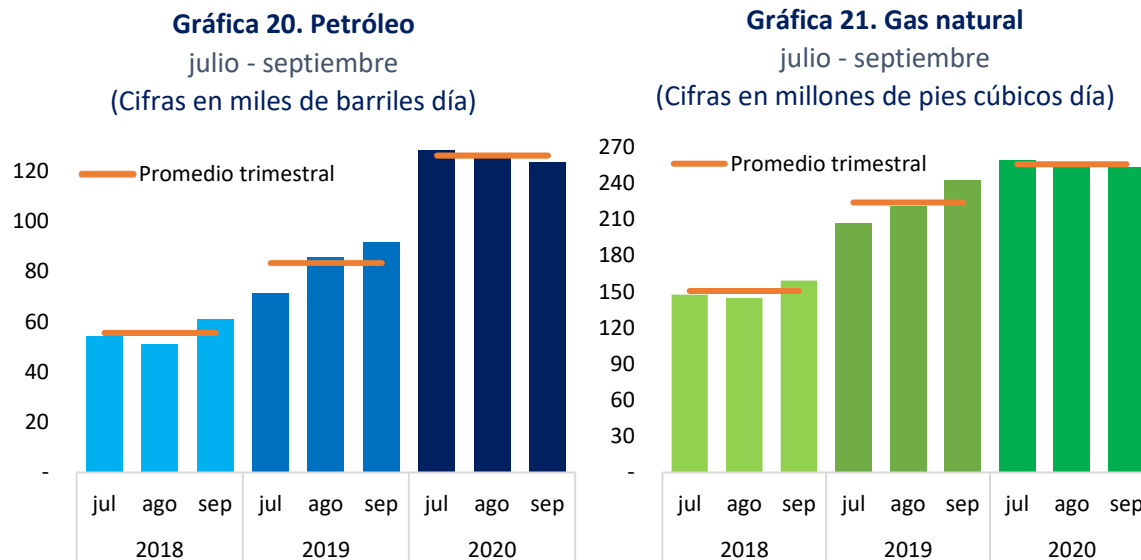
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
83%	8%	8%	0%	1%

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

Durante el tercer trimestre los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (CEE) produjeron en promedio 126 mil barriles diarios de petróleo (mbd), destacando que durante julio<sup>9</sup> se observó un máximo histórico de 128 mbd. El volumen promedio diario observado de este trimestre fue 48% superior al del mismo trimestre de 2019.

Por otro lado, el promedio del volumen diario de gas natural fue de 256 millones de pies cúbicos, la mayor cifra de los últimos dos años. El crecimiento de este trimestre con respecto al año anterior fue de 14%.

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



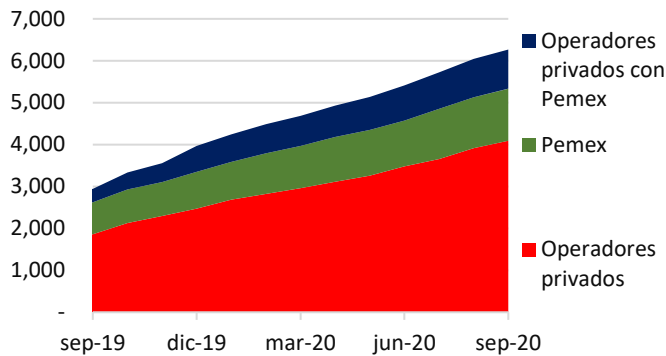
<sup>1/</sup> Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se realizó el cálculo de contraprestaciones  
Fuente: FMP

En este periodo las inversiones registradas por las empresas en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ascendieron a 865 mdd. Del total reportado, el 64% corresponde a contratos de producción compartida y el restante a contratos bajo la modalidad de licencia. Así, el acumulado de las inversiones registradas desde 2015 asciende a 6,277 mdd.

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

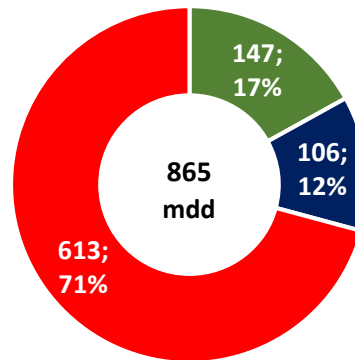
Durante este trimestre la inversión de los operadores privados en contratos fue de 613 mdd, lo que representa casi tres cuartas partes del monto total registrado.

**Gráfica 22. Inversión acumulada por tipo de contratista**  
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP

**Gráfica 23. Distribución de inversión por tipo de contratista <sup>1/</sup>**  
(Millones de dólares y porcentaje)

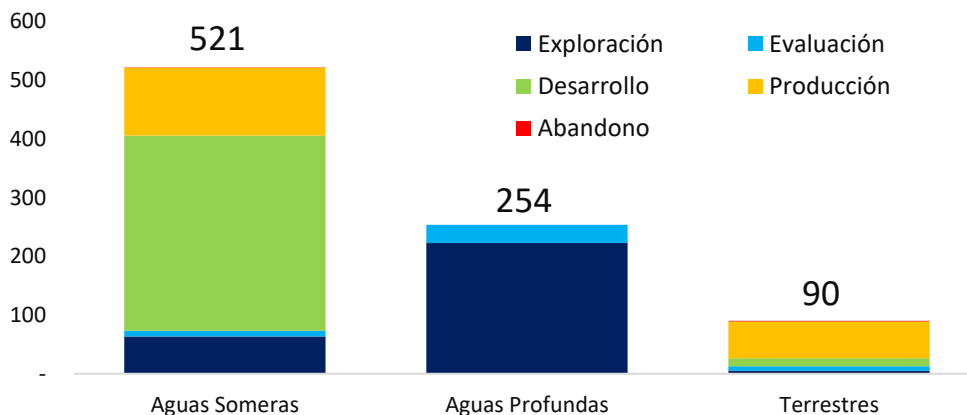


<sup>1/</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.  
Fuente: FMP

Los 5 contratos con mayor inversión en el trimestre representan casi el 60% del total y corresponden a: Fieldwood y Petrobal en los campos Ichalkil-Pokoch (152 mdd), Pemex en los campos Ek-Balam (147 mdd), la empresa ENI en los campos Amoca-Miztón-Tecoalli (79 mdd), el consorcio conformado por Hokchi y E&P en el campo Hokchi (70 mdd) y el contrato operado por Shell en aguas profundas de la Cuenca Salina (64 mdd).

La mayor inversión por parte de las empresas se presentó en campos ubicados en aguas someras (521 mdd) seguido de la inversión en aguas profundas (254 mdd) (Gráfica 24).

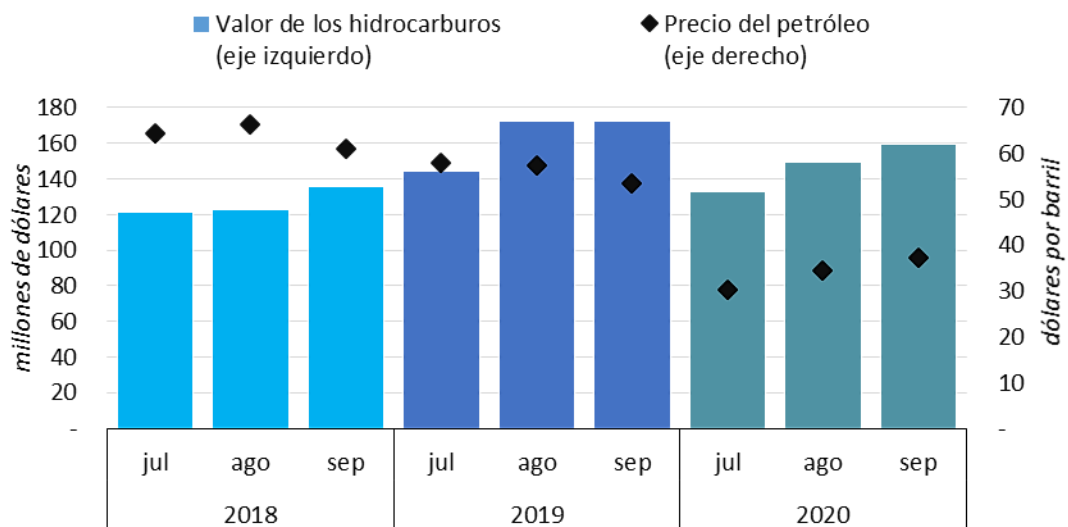
**Gráfica 24. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad**  
julio-septiembre  
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP

Conforme a los cálculos del Fondo, el valor de los hidrocarburos (VCH) en el trimestre ascendió a 441 mdd, monto mayor en 70% respecto a lo observado el trimestre anterior, sin embargo fue 10% menor con respecto al mismo trimestre del año pasado. Lo anterior se explica porque el nivel de precios de petróleo fue 40% menor en comparación con el del tercer trimestre de 2019.

**Gráfica 25. Valor de los hidrocarburos y precio del petróleo<sup>1/</sup>**  
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)

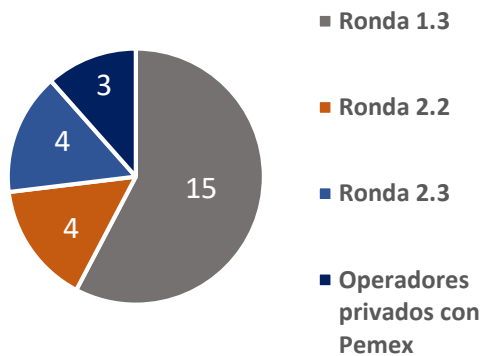


<sup>1/</sup> Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.  
Fuente: FMP

### 3.1 Contratos de licencia con producción

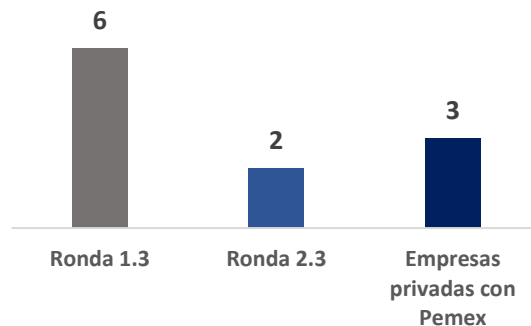
Durante el periodo, 26 de los 76 contratos de licencia presentaron producción, de los cuales 11 registraron producción de petróleo y 23 de gas natural.

**Gráfica 26. Contratos de licencia con producción de al menos un hidrocarburo**



Fuente: FMP

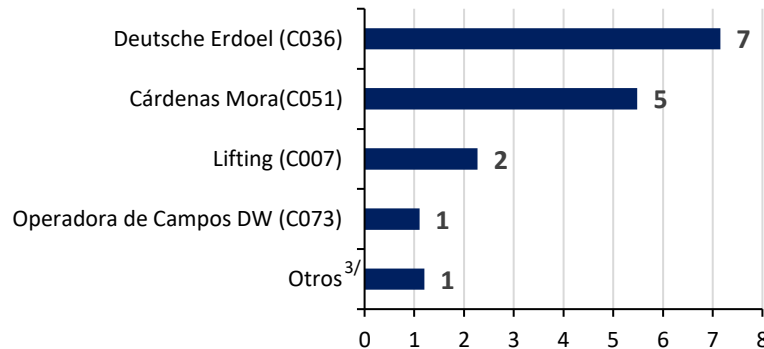
**Gráfica 27. Contratos de licencia con producción de petróleo**



Fuente: FMP

Para estos 26 contratos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos<sup>10</sup> (CNH) registró en el sistema informático del Fondo (SIPAC) una producción promedio de 17 mbd de petróleo y 88 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

**Gráfica 28. Promedio diario de volumen de petróleo producido<sup>1/2/</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en miles de barriles día)



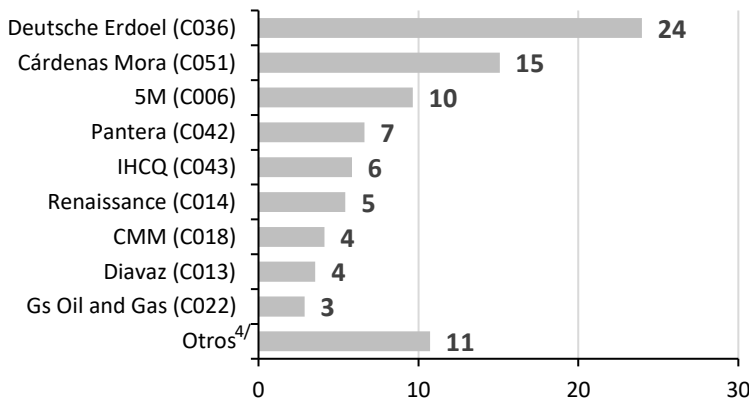
<sup>1/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en junio, julio y agosto de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre 2020.

<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.

**Gráfica 29. Promedio diario de volumen de gas natural producido<sup>1/2/3/</sup>**  
julio-septiembre  
(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 junio, julio y agosto de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre 2020.

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

<sup>4/</sup> Corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Strata (C015), CMM (C017), Dunas (C019), Strata (C023), Jaguar (C045) y Operadora de Campos DW (C073)

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.



El Fondo determinó que el VCH alcanzó 72 mdd, mientras que el cálculo de regalías ascendió a 20 mdd.

**Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías calculadas por el Fondo<sup>1/2/</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
jul-20	21,826,548.47	1,341,254	4,781,199	6,122,453
ago-20	24,183,128.64	1,520,185	5,302,674	6,822,860
sep-20	26,189,014.93	1,649,342	5,901,802	7,551,144
<b>Total</b>	<b>72,198,692</b>	<b>4,510,781</b>	<b>15,985,676</b>	<b>20,496,457</b>

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

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

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

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima <sup>1/</sup>	Tasa máxima <sup>1/</sup>	Tasa calculada <sup>2/</sup>	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	7.50%	7.50%	4,142,650	91.84%
Gas natural asociado	NA	4.95%	2.35%	210,429	4.67%
Gas natural no asociado	0.00%	5.87%	0.00%	22	0.00%
Condensados	5.00%	5.00%	5.00%	157,680	3.49%
<b>Total</b>				<b>4,510,781</b>	<b>100%</b>

<sup>1/</sup> Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH.

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

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

	Tasa aplicada <sup>1/</sup>	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
<b>Operadores privados con Pemex</b>	13%	55,070,587	7,159,176	45%
<b>Ronda 1.3</b>	55%	14,236,836	7,885,586	49%
<b>Ronda 2.2</b>	26%	1,110,939	289,445	2%
<b>Ronda 2.3</b>	35%	1,780,330	651,469	4%
<b>Total</b>		<b>72,198,692</b>	<b>15,985,676</b>	<b>100%</b>

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



Cabe mencionar que durante este trimestre, el contrato Roma-04 del área contractual VC-01, reportó por primera vez producción de pruebas de hidrocarburos con un nivel de 21 barriles diarios (bd). Esto lo convertiría en el segundo contrato de la R2.3 que comienza producción de hidrocarburos de pruebas.

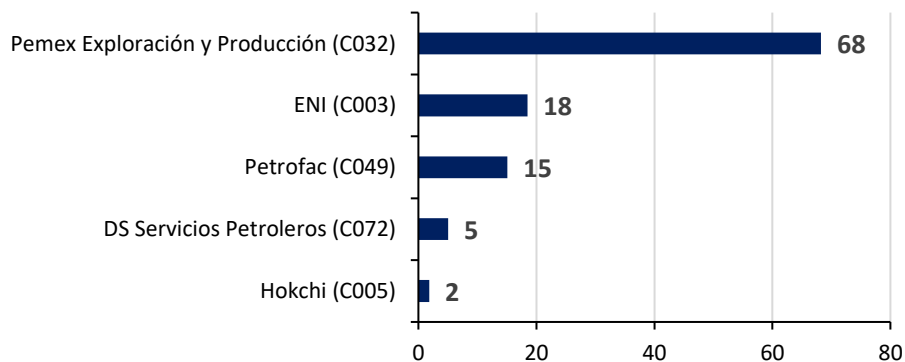
A partir de sus cálculos, el Fondo concilió los pagos realizados por los contratistas y en aquellos casos en que éstos se encontraban al corriente de sus obligaciones emitió los certificados que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos a los contratistas. Así, durante el trimestre el Fondo emitió 21 certificados de pago y retuvo 53, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes. A su vez, se encuentran pendientes de ser emitidos 6 certificados de la ronda 1.3, en espera de que la CNH emita el acta de entrega correspondiente.

### 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 109 mil barriles diarios de petróleo y 168 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Los contratos que impulsaron el aumento en la producción de petróleo en el trimestre fueron Ek-Balam, operado por Pemex Exploración y Producción (C032) y Amoca-Mitzón-Tecoalli (AMT) operado por ENI (C003). En julio<sup>11</sup> alcanzaron una producción de 70 mbd y 19 mbd respectivamente, ambas cifras son máximos históricos desde el inicio de vigencia de los contratos. El crecimiento promedio observado en estos campos durante el trimestre fue de 9% para Ek-Balam y 17% para AMT.

**Gráfica 30. Promedio diario de volumen de petróleo producido<sup>1/2/</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en miles de barriles día)



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

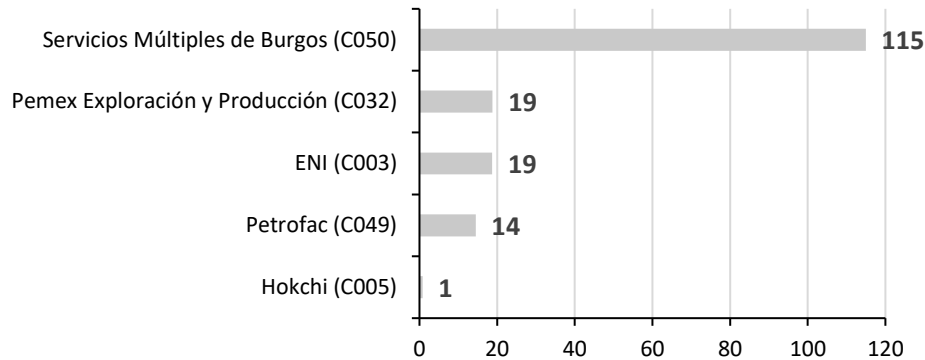
<sup>2/</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

<sup>11</sup> Se refiere al volumen producido en junio que fue utilizado en el cálculo de julio de 2020.



**Gráfica 31. Promedio diario de volumen de gas natural producido<sup>1/2/3/</sup>**  
julio-septiembre  
(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 junio, julio y agosto de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante julio, agosto y septiembre 2020.

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

Fuente: FMP.

El valor de los hidrocarburos proveniente de los contratos de producción compartida ascendió a 369 mdd, a partir del cual se calcularon las contraprestaciones a favor del Estado (regalía base y porcentaje de la utilidad operativa) y las contraprestaciones a favor de los contratistas (recuperación de costos y porcentaje de 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.

**Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos<sup>1/2/</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Petróleo	Gas natural	Condensados
<b>jul-20</b>	110,628,329	99,952,439	9,200,089	1,475,801
<b>ago-20</b>	124,945,784	115,462,700	7,856,858	1,626,225
<b>sep-20</b>	133,062,675	122,322,273	8,990,009	1,750,394
<b>Total</b>	<b>368,636,789</b>	<b>337,737,412</b>	<b>26,046,956</b>	<b>4,852,420</b>

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

<sup>2/</sup> 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 12. Distribución final de las contraprestaciones en especie<sup>1/2/</sup>**  
julio-septiembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
Estado	3,202	2,562	42
Pemex	5,064	6,895	75
Operadores privados	1,734	6,443	87
<b>Total</b>	<b>10,000</b>	<b>15,900</b>	<b>204</b>

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

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

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 36.9 mdd por parte de Trafigura, correspondientes a los hidrocarburos adquiridos por Pemex en febrero 2020. Al cierre del periodo existen pagos pendientes de parte de los comercializadores por un total de 93.1 mdd, asociados a pagos que Pemex ha diferido a CFenergía y Trafigura por los hidrocarburos entregados por dichas empresas para los periodos enero a junio de 2020 y de marzo a junio respectivamente.

**Tabla 13. Ingresos por comercialización<sup>1/2/</sup>**  
julio-septiembre

(Cifras en millones de dólares)

Concepto	Importe <sup>3/</sup>
Trafigura <sup>4/</sup>	36.9
CFenergía <sup>5/</sup>	-
<b>Total</b>	<b>36.9</b>

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

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

<sup>3/</sup> Son importes netos de la contraprestación del comercializador.

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

<sup>5/</sup> Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

Los ingresos recibidos corresponden a la comercialización de 827,765 barriles de hidrocarburos líquidos que vendió Trafigura correspondientes al periodo de febrero de 2020.



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

**Tabla 14. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado<sup>1/</sup>**

julio-septiembre  
(Cifras en dólares)

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
Trafigura <sup>3/</sup>	148,998
CFEnergía <sup>4/</sup>	-
<b>Total</b>	<b>148,998</b>

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

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

<sup>3/</sup> 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 132 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión.<sup>12</sup>

<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 Fieldwood-Petrobal (C004)**

El consorcio Fieldwood-Petrobal participó en la ronda 1.2 donde le fue adjudicada el área contractual Ichalkil-Pokoch.

Como parte de la estrategia para desarrollar el área adjudicada, el consorcio solicitó y obtuvo la autorización de la CNH para gravar<sup>13</sup> la totalidad de su interés de participación en el contrato a favor de algunas instituciones financieras, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos<sup>14</sup> y en el contrato correspondiente<sup>15</sup>. Dicho financiamiento será utilizado para realizar actividades petroleras sin que exista transmisión de posesión a favor de los bancos, por lo que estos últimos no tendrán derecho de propiedad sobre los hidrocarburos en el subsuelo.

**Tabla 15. Gravámenes autorizados por la CNH al consorcio Fieldwood-Petrobal<sup>1/</sup>**

<b>Empresa</b>	<b>Interés de participación en el contrato</b>	<b>Bancos acreedores</b>
Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V.	50%	Crédit Agricole Corporate and Investment Bank Natixis, New York Branch
Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V.	50%	Mizuho Bank, LTD ING Bank, N.V. Banco Nacional de Comercio Exterior S.N.C. Société Générale

Fuente: FMP con información de la CNH.

1/ La CNH aprobó los gravámenes para financiamiento en las sesiones extraordinarias del Órgano de Gobierno del 28 de julio 2020 para Petrobal y del 7 de mayo 2020 para Fieldwood.

<sup>13</sup> Este tipo de gravámenes para financiamiento se ha autorizado con anterioridad para cuatro contratos administrados por el Fondo. En el caso de los contratos bajo la modalidad de licencia, la CNH otorgó el consentimiento a los contratistas Perseus Tajón, S.A. de C.V., Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V. y al consorcio integrado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. y Pemex Exploración y Producción (PEP). En el caso de producción compartida, dicho beneficio se otorgó al consorcio integrado por PEP, DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. y D&S Petroleum, S.A. de C.V. que opera el campo Ébano.

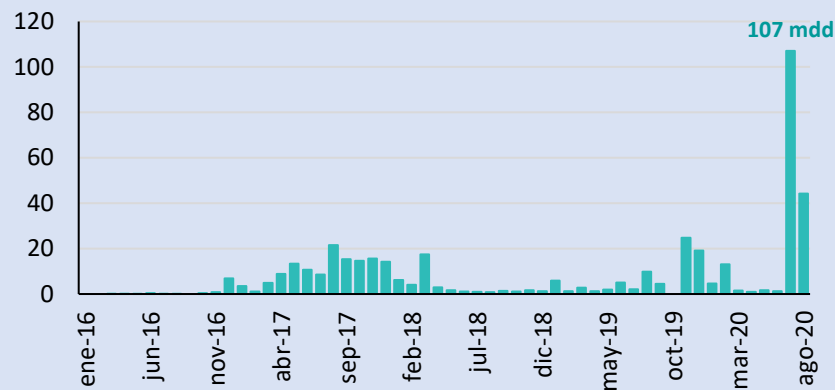
<sup>14</sup> El Artículo 85, fracción II, inciso K) de la Ley de Hidrocarburos señala que la CNH sancionará cualquier gravamen total o parcial de los derechos u obligaciones derivado de un Contrato para la Exploración y Extracción, sin la aprobación correspondiente.

<sup>15</sup> La cláusula 23.5 del contrato señala que ninguna empresa participante impondrá o permitirá que se imponga ningún gravamen o restricción de dominio sobre los derechos derivados del contrato sin el consentimiento de la CNH.

En agosto el consorcio registró el mayor nivel de inversiones en la vida del contrato correspondiente al campo Ichalkil-Pokoch por un monto de 107 mdd<sup>16</sup>, de las cuales más del 90% de dichas inversiones están asociadas a la construcción de instalaciones y a la perforación de pozos.

**Gráfica 32. Inversiones mensuales en Ichalkil-Pokoch**

(Cifras en millones de dólares)

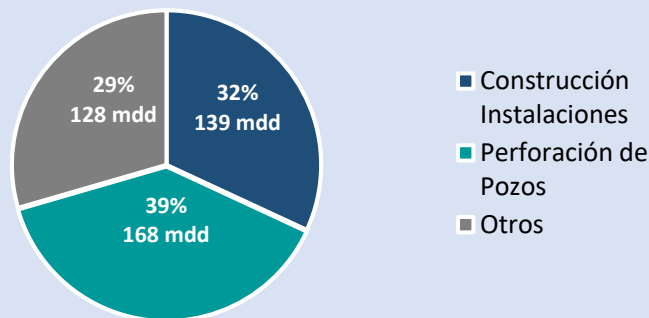


Fuente: FMP

Las inversiones totales realizadas en Ichalkil-Pokoch desde el inicio de la vida del contrato ascienden a 435 mdd.

**Gráfica 33. Inversiones totales por subactividad Ichalkil-Pokoch**

(Cifras en millones de dólares/porcentaje)



Fuente: FMP.

Bajo el supuesto de que el campo comienza la producción comercial regular de hidrocarburos durante los primeros meses de 2021, se estima que el contrato podría aportar aproximadamente 20 mbd de petróleo a la plataforma nacional de producción hacia finales de ese año.<sup>17</sup>

<sup>16</sup> Las inversiones registradas durante el mes de agosto 2020 corresponden al periodo julio de 2020.

<sup>17</sup> Para mayor detalle, se sugiere consultar el documento denominado "Programación financiera de los ingresos estimados de las asignaciones y los contratos de hidrocarburos" presentado en octubre de 2020.



## 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 17,460,815 pesos.

**Tabla 16. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México<sup>1/</sup>**  
julio-septiembre  
(Cifras en millones de pesos)

<b>Concepto</b>	<b>3er trimestre</b>
Recursos Humanos	12.5
Costos de Ocupación	1.4
Tecnologías de la Información	1.0
Otros Gastos de Operación	0.1
Subtotal	15.0
IVA	2.5
<b>Total</b>	<b>17.5</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 12 solicitudes de acceso a la información, las cuales fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia. Los temas sobre los que versaron las solicitudes de acceso a la información fueron, entre otros, los siguientes: a) fideicomisos en los que Banco de México actúa como fiduciario; b) información relacionada con la operación del Comité Técnico del Fondo; c) ejercicio del gasto de operación del Fondo; d) adquisiciones y contrataciones administrativas del Fondo, e) organización administrativa del Banco de México y f) destinos de los recursos administrados por el Fondo.

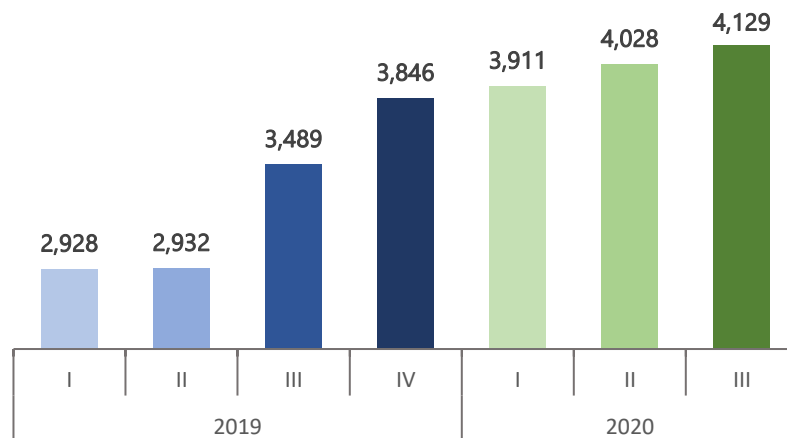
**ii. Talleres para contratistas**

A finales de septiembre el Fondo realizó el segundo taller virtual denominado “Operación de Contratistas con el Fondo Mexicano del Petróleo”, donde se contó con la participación de la SHCP, la CNH y la Secretaría de Energía y que tuvo como finalidad explicar y resolver dudas relacionadas con: i) Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de hidrocarburos (SIPAC); ii) Especificaciones para el llenado de las plantillas correspondientes a costos, gastos e inversiones del SIPAC.

**iii. Publicación de estadísticas**

Como parte de las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas el Fondo publicó las estadísticas correspondientes al periodo que se reporta en la infraestructura SIE-BANXICO, para lo cual incorporó 101 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.

**Gráfica 34. Series estadísticas asociadas a obligaciones de transparencia<sup>1/</sup>**



Fuente: FMP

<sup>1/</sup> Se refiere a las series vigentes al cierre de cada trimestre.

**iv. Tablero de indicadores SIPAC para autoridades**

Durante este trimestre se liberó el desarrollo de la herramienta denominada “Indicadores SIPAC” a las autoridades, la cual compila la información recibida a través del sistema informático del Fondo y facilita a las autoridades el acceso a dicha información.

**v. Estrategia de comunicación**

Con la finalidad de facilitar al público en general el acceso a la Plataforma Nacional de Transparencia, durante este periodo, se realizaron ajustes a la página del Fondo para incorporar los vínculos que permitan el acceso directo a dicha plataforma. Estos vínculos se



encuentran ubicados en la página de inicio, así como en la sección de “Transparencia y rendición de cuentas”.

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

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

Durante el trimestre, la ASF reanudó los plazos y términos legales para la práctica de auditorías, los cuales había suspendido con motivo de la emergencia sanitaria generada por el COVID-19. Por lo anterior, la ASF reanudó el desarrollo de la auditoría 90-GB denominada “Ingresos por Asignaciones y Comercialización de Hidrocarburos”, correspondiente a la revisión de la cuenta pública 2019.

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

### **ii. Auditor Externo**

En septiembre la firma de auditoría que funge como auditor externo del Fondo 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.

### **iii. Fortalecimiento al Control Interno**

Durante este trimestre, en cumplimiento con la política de control interno del Banco de México, se inició el proceso de actualización de los Manuales de Procedimientos de Operación.

Asimismo, en conjunto con la Dirección de Seguridad y Organización de la Información del Banco de México, se está trabajando en garantizar la clasificación, resguardo e integridad de los activos de información.

El Fondo ha continuado ejecutando sus operaciones bajo un esquema de trabajo a distancia bajo el cual sólo el 3% del personal realiza sus labores de forma presencial. Los procesos que se ejecutan de forma presencial son aquellos en los cuales no es posible una conexión remota por motivos de seguridad en el manejo y transmisión de la información.

El esquema de trabajo a distancia implementado permite la continuidad operativa del Fondo en el cual todos los procesos y actividades se han ejecutado en tiempo y forma sin interrupción alguna. Es importante mencionar que el esquema de continuidad operativa garantiza el mismo nivel de control interno que se mantiene con el trabajo presencial, es decir, se mantiene la segregación de funciones, la verificación y validación de las operaciones y en general, todos los elementos de control.



**Anexo. Estados financieros**