

Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
enero - marzo 2020**

Ciudad de México, 29 de abril de 2020



## **INFORME TRIMESTRAL ENERO-MARZO 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, por este medio se rinde el informe trimestral respecto a la administración de la Reserva del Fondo en observancia de la “Política de Inversión y de Administración de Riesgos para la Reserva del Fondo”, aprobada por el Comité Técnico en sesión del 26 de enero de 2018.

## Contenido

---

<b>1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS</b> .....	4
<b>1.1. Ingresos</b> .....	4
<b>a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos</b> .....	4
<b>b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos</b> .....	5
<b>1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación y a los fondos de estabilización y sectoriales</b> .....	6
<b>1.3. Registro del Fiduciario</b> .....	9
<b>2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO</b> .....	11
<b>2.1. Administración de la cartera de inversión</b> .....	11
<b>a. Condiciones económicas</b> .....	11
<b>b. Desempeño de la cartera de inversión</b> .....	19
<b>2.2. Administración de riesgos</b> .....	21
<b>a. Cumplimiento de límites de riesgo</b> .....	21
<b>b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión</b> .....	22
<b>3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS</b> .....	23
<b>3.1 Contratos de licencia con producción</b> .....	26
<b>3.2 Contratos de producción compartida con producción</b> .....	30
<b>4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO</b> .....	34
<b>4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México</b> .....	34
<b>4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo</b> .....	34
<b>4.3. Otras actividades relevantes</b> .....	34
<b>a. Fiscalización del Fondo</b> .....	34
<b>i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)</b> .....	34
<b>b. Transparencia y acceso a la información pública</b> .....	35
<b>i. Atención a solicitudes de acceso a la información</b> .....	35
<b>ii. Talleres para contratistas</b> .....	35
<b>iii. Publicación de estadísticas</b> .....	35
<b>iv. Fortalecimiento al Control Interno</b> .....	36
<b>Anexo. Estados Financieros</b> .....	37



## 1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

### 1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 543 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 85,059 millones de pesos.<sup>1</sup>

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 84.4% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 15.3% y los de exploración el 0.3%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el primer trimestre del año representan una disminución de 24% respecto al mismo periodo del ejercicio 2019, como se muestra en la siguiente tabla:

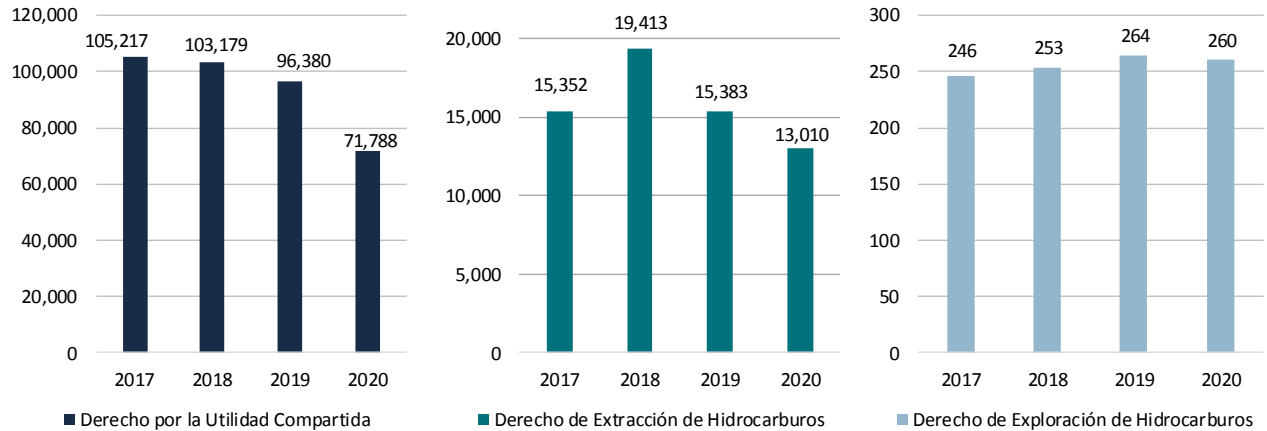
**Tabla 1. Ingresos por asignaciones**  
enero – marzo  
(Cifras en millones de pesos)

	enero - marzo 2019	enero - marzo 2020	Δ% (2020 vs. 2019)
Derecho por la Utilidad Compartida	96,380	71,788	-26%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	15,383	13,010	-15%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	264	260	-1%
<b>Total</b>	<b>112,027</b>	<b>85,059</b>	<b>-24%</b>

Para efectos comparativos, en la gráfica 1 se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al periodo de enero a marzo de los ejercicios 2017 a 2020:

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

**Gráfica 1. Ingresos por asignaciones**  
enero – marzo  
(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); **d)** Penas convencionales, y **e)** Por comercialización de hidrocarburos<sup>3</sup> de producción comercial regular, de acuerdo con lo siguiente:

**Tabla 2. Ingresos por contratos y comercialización<sup>1/</sup>**  
enero – marzo  
(Cifras en millones)

	Pesos	Dólares <sup>2/</sup>
<b>Cuota exploratoria</b>	365	
<b>Regalía Adicional</b>		16
<b>Regalía Base</b>		6
<b>Penas convencionales</b>		21
<b>Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular</b>		167
<b>Total</b>	<b>365</b>	<b>210</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.

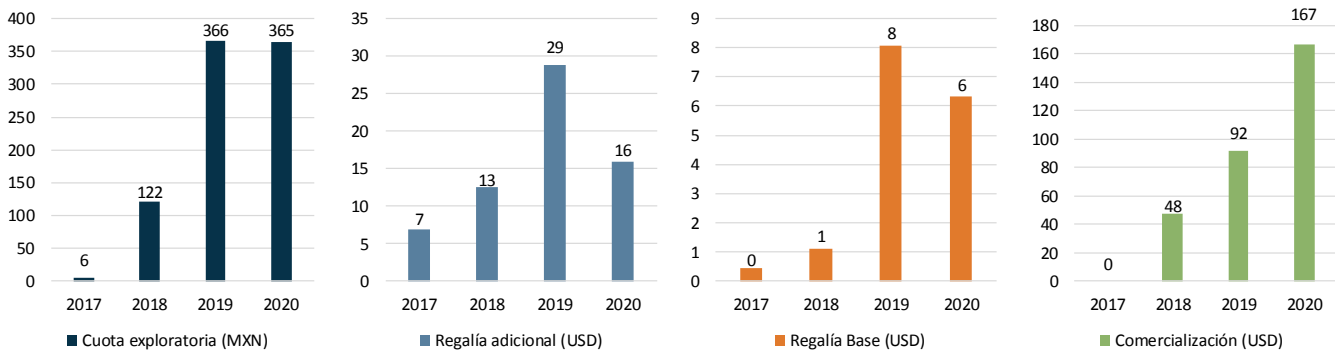
<sup>2</sup> Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

<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.

Destaca que los ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular presentaron un aumento del 81.8% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Asimismo, cabe mencionar que el monto correspondiente al rubro de penas convencionales incluye el pago realizado por la compañía petrolera Total E&P México, S.A de C.V., por un monto superior a 21 millones de dólares. Lo anterior como consecuencia de su renuncia a la totalidad del área contractual que le fue asignada en aguas profundas como parte de las licitaciones en la Ronda 1.4., antes de haber cumplido con el programa mínimo de trabajo establecido con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Las siguientes gráficas muestran la evolución de los recursos recibidos durante el primer trimestre de los ejercicios 2017 a 2020:

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



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

El Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones y contratos, incluyendo en estos últimos los entregados por la comercialización de hidrocarburos que corresponden al Estado. 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>**  
 enero - marzo  
 (Cifras en millones de pesos)

<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	<b>9,082</b>
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	<b>2,642</b>
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>892</b>
<b>IV.Fondos de Ciencia y Tecnología</b>	<b>2,683</b>
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	1,744
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	402
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	537
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera</b>	<b>7</b>
<b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	<b>74,492</b>
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	52
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	74,440
<b>Total</b>	<b>89,798</b>

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

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe ascendieron a un total de 89,798 millones de pesos, equivalentes al 0.3% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) para el ejercicio 2020. Al cierre de marzo del presente año, el monto acumulado fue menor en 12,686 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.

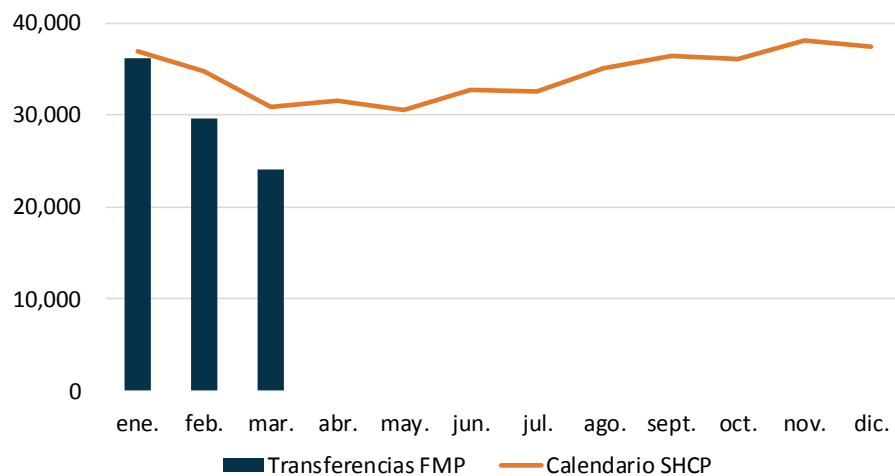


**Tabla 4. Transferencias ordinarias respecto a los montos establecidos en el calendario de la SHCP**  
enero - marzo  
(Cifras en millones de pesos)

	<b>Montos establecidos Calendario SHCP</b>	<b>Transferencias realizadas</b>
<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	<b>9,082</b>	<b>9,082</b>
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	<b>2,642</b>	<b>2,642</b>
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>892</b>	<b>892</b>
<b>IV.Fondos de Ciencia y Tecnología</b>	<b>2,683</b>	<b>2,683</b>
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	1,744	1,744
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	402	402
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	537	537
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera</b>	<b>7</b>	<b>7</b>
<b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	<b>87,179</b>	<b>74,492</b>
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	52	52
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	87,126	74,440
<b>Total</b>	<b>102,484</b>	<b>89,798</b>

La gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario determinado por la SHCP. La diferencia se explica principalmente por la caída observada desde inicios de este año en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional, lo cual ha resultado en menores ingresos petroleros.

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

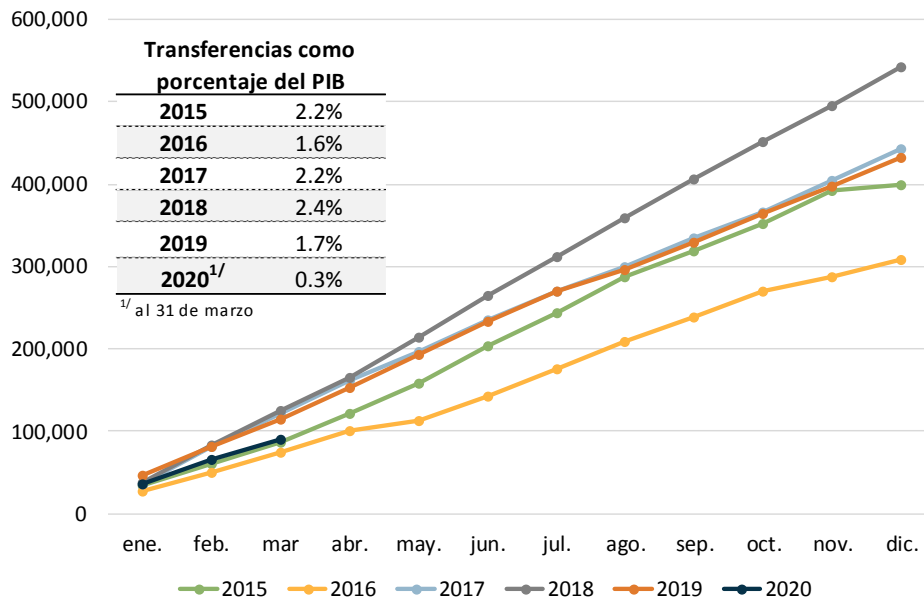


Fuente: FMP



Para efectos comparativos, la siguiente gráfica muestra las transferencias ordinarias acumuladas de los ejercicios 2015 a 2020, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB de CGPE, correspondiente a cada ejercicio.

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



### 1.3. Registro del Fiduciario

Durante el primer trimestre de 2020, la CNH solicitó al Fondo la inscripción de los convenios modificatorios de 2 contratos, para lo cual remitió la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que la documentación estuviera completa y cumpliera con los requisitos para su inscripción y procedió a emitir la respectiva constancia.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía autorizó a Pemex la modificación de 10 títulos de asignación, para lo cual esa empresa productiva del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que la documentación recibida estuviera completa y expidió a favor de Pemex la constancia de inscripción correspondiente. Al cierre del trimestre, el registro del fiduciario se integra de los contratos y asignaciones siguientes:

**Tabla 5. Contratos inscritos al 31 de marzo 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	16	-	-	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>45</b>	<b>8</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 6. Asignaciones inscritas al 31 de marzo de 2020**

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>

Fuente: FMP con datos de la CNH.

## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

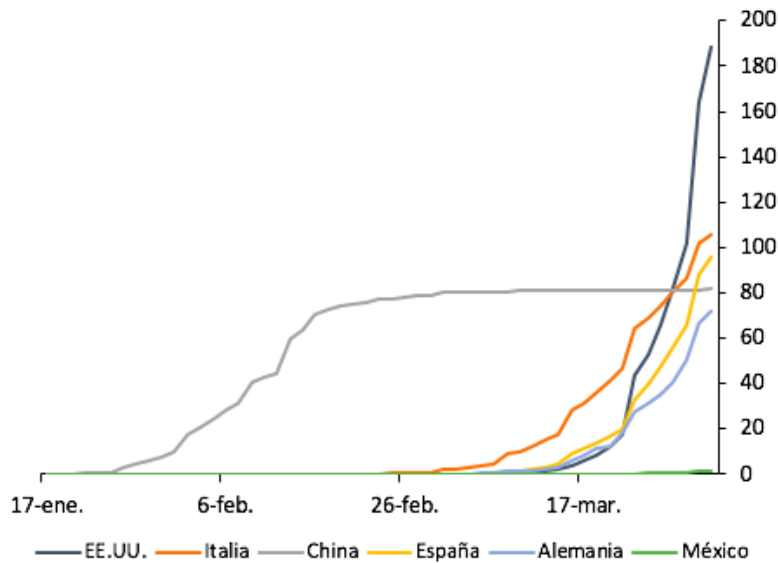
### 2.1. Administración de la cartera de inversión

#### a. Condiciones económicas

Durante el primer trimestre de 2020 los mercados internacionales mostraron un sentimiento de aversión al riesgo no visto desde la crisis financiera de 2008-2009. En particular, persistió un alto grado de incertidumbre respecto al impacto que la pandemia del Coronavirus (COVID-19) tendría sobre el empleo y la actividad económica a nivel global. Adicionalmente, prevalecieron algunos riesgos geopolíticos que impactaron al sector de hidrocarburos, entre ellos la guerra de precios del petróleo entre Arabia Saudita y Rusia, así como el conflicto político entre Irán y Estados Unidos (EE.UU).

En cuanto a la crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19, vale la pena destacar que el ritmo al que esta enfermedad se ha propagado a lo largo del mundo ha sido exponencial aunque diferenciado por país (Gráfica 5). En el detalle, según los números oficiales de la Organización Mundial de la Salud (OMS), al cierre del primer trimestre de 2020 el número de casos de personas contagiadas ascendió a aproximadamente a un millón de personas mientras que las muertes asociadas a la enfermedad son más de 40 mil. Es importante mencionar que de acuerdo a lo reportando por la OMS al cierre del trimestre, en EE.UU., se habría superado a China en número de casos confirmados de personas contagiadas.

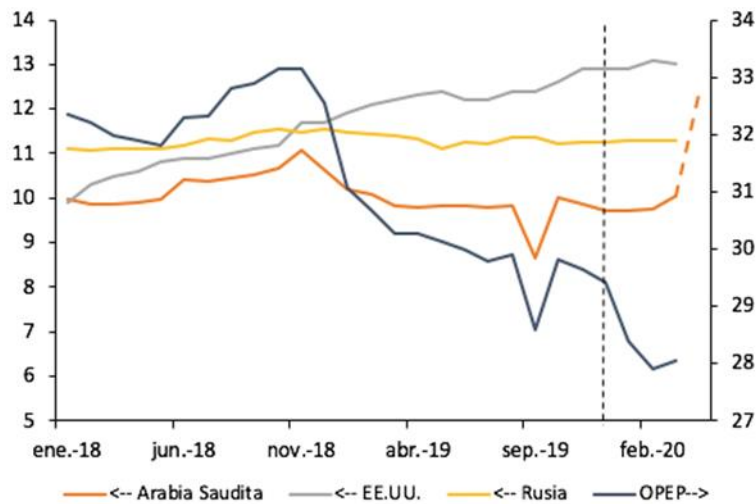
**Gráfica 5. Casos de personas contagiadas de COVID-19 para países seleccionados**  
(Cifras en miles de personas)



Fuente: Bloomberg

En cuanto al conflicto en el sector de hidrocarburos, Arabia Saudita decidió incrementar la producción de crudo a su capacidad máxima para alcanzar una producción de 12.3 millones de barriles de crudo por día a manera de represalia y con el fin de obtener una mayor participación de mercado después de que Rusia se negara a continuar con los recortes a la producción de crudo para darle soporte a los precios del petróleo (Gráfica 6). Lo anterior, tuvo consecuencias importantes en los precios de los energéticos así como en el valor de algunas divisas de países exportadores de hidrocarburos. Adicionalmente, el conflicto político que se dio a principios del año entre Irán y EE.UU., derivado del ataque a la embajada de EE.UU., en Irán y el subsecuente asesinato del General Qasem Soleimani, también generó incertidumbre en la producción de crudo en Irán y por ende a nivel global.

**Gráfica 6. Producción de petróleo de países seleccionados**  
(Cifras en millones de barriles)



Fuente: Bloomberg

Lo anterior derivó en revisiones significativas a los pronósticos de crecimiento económico a nivel global (Tabla 7). Algunos indicadores adelantados sobre la actividad manufacturera y de servicios apuntan a un deterioro rápido y significativo de estos sectores (Gráfica 7) y las medidas de aislamiento adoptadas han propiciado un freno en la actividad económica global, una ruptura de cadenas productivas de valor y una disminución de la demanda mundial, lo cual a su vez está impactando el mercado laboral.

En el caso particular de los EE.UU., indicadores del sector laboral, como las solicitudes al seguro de desempleo, alcanzaron niveles máximos históricos de 6.6 millones de solicitudes (Gráfica 8). Lo anterior, de acuerdo con los estimados de algunos participantes de los mercados internacionales, podría traducirse en un incremento de la tasa de desempleo para los próximos meses y ubicarse en un rango de entre 8% y hasta 30%<sup>5</sup>. Cabe resaltar que esos niveles no se han observado desde la crisis financiera en 2008-2009 y en la Gran Depresión en 1933 donde fueron de 9.9% y 25% respectivamente.

<sup>5</sup> Según el estudio realizado por el Presidente de la Reserva Federal de la región de San Luis, James Bullard, la tasa de desempleo de los EE.UU. podría llegar a ser de hasta 30%.

**Tabla 7. Pronósticos de crecimiento del PIB para países seleccionados**

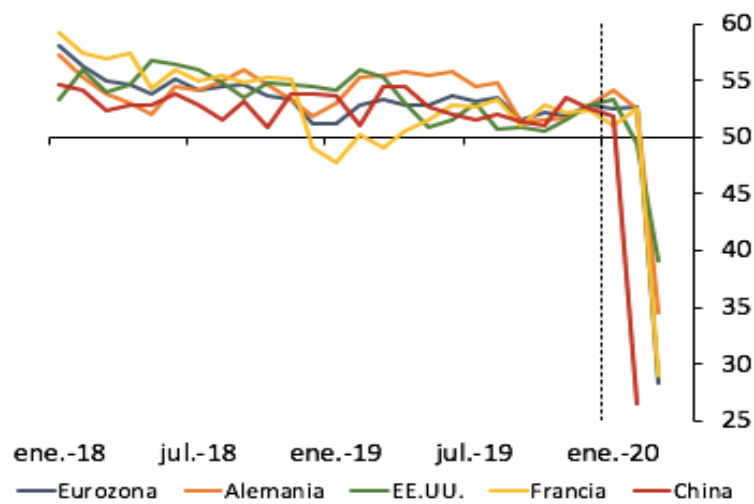
(Cifras en porcentaje)

	2020		2021
	Anterior	Actual	Actual
<b>GLOBAL</b>	<b>2.9</b>	<b>-1.3</b>	<b>5.2</b>
<b>EE.UU.</b>	<b>1.7</b>	<b>-4.0</b>	<b>3.6</b>
<b>Eurozona</b>	<b>1.1</b>	<b>-6.0</b>	<b>5.7</b>
Alemania	0.8	-5.7	6.1
Francia	1.3	-5.7	4.4
Italia	0.5	-8.0	4.2
<b>Reino Unido</b>	<b>1.1</b>	<b>-4.1</b>	<b>4.6</b>
<b>Japón</b>	<b>0.4</b>	<b>-2.9</b>	<b>1.0</b>
<b>China</b>	<b>5.9</b>	<b>1.8</b>	<b>8.4</b>

Fuente: Promedio de los estimados de las corredurías Barclays, Goldman Sachs y J.P. Morgan.

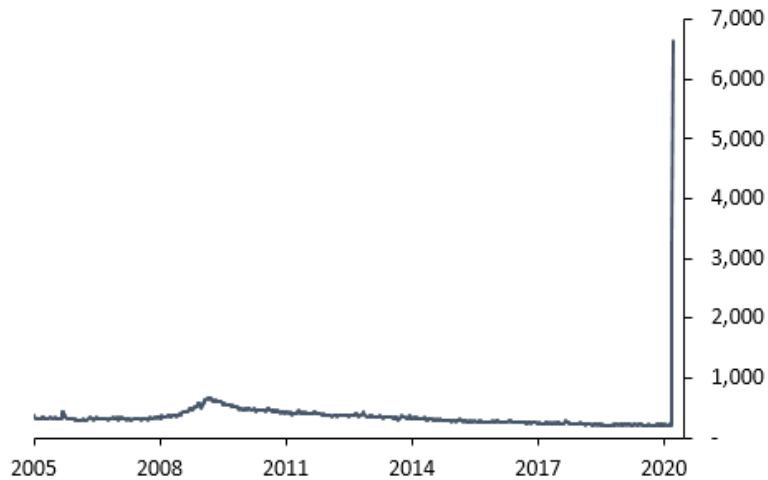
**Gráfica 7. Indicadores adelantados de servicios para países seleccionados**

(Unidades)



Fuente: Bloomberg

**Gráfica 8. Solicitudes al seguro de desempleo en EE.UU.**  
(Cifras en miles)



Fuente: Bloomberg

Ante el escenario descrito y con la finalidad de mitigar el debilitamiento de la economía global y limitar su impacto sobre el mercado laboral, los gobiernos de diversas economías han implementado políticas de estímulo fiscal. En particular, destaca el paquete de estímulo económico aprobado por el Congreso de EE.UU. por un monto de \$2 billones<sup>6</sup> de dólares, siendo éste el más grande de su historia.

Asimismo, diversos bancos centrales de economías avanzadas y emergentes han reducido sus tasas de interés y han implementado otras medidas monetarias extraordinarias para atenuar los efectos de la caída esperada en la demanda interna y externa, así como para garantizar el buen funcionamiento de los mercados financieros. En particular, destacaron las medidas dirigidas a proveer liquidez e incentivar el crédito, así como los programas de compras de activos.

En ese sentido, la Reserva Federal de los EE.UU. recortó su tasa de referencia 150 puntos base para dejarla en un rango de entre 0% y 0.25%. y a su vez anunció que su programa de compra de activos no tendría un límite máximo y contemplaría compras a lo largo de la curva gubernamental, así como de activos respaldados por hipotecas (MBS por sus siglas en inglés)<sup>7</sup>, y bonos corporativos de alto grado de inversión. A continuación, se muestra un cuadro que resume las acciones tomadas por parte de los principales bancos centrales:

<sup>6</sup> En inglés equivale a \$2 trillones de dólares.

<sup>7</sup> Mortgage Backed Securities.

**Tabla 8. Acciones tomadas por los principales bancos centrales**

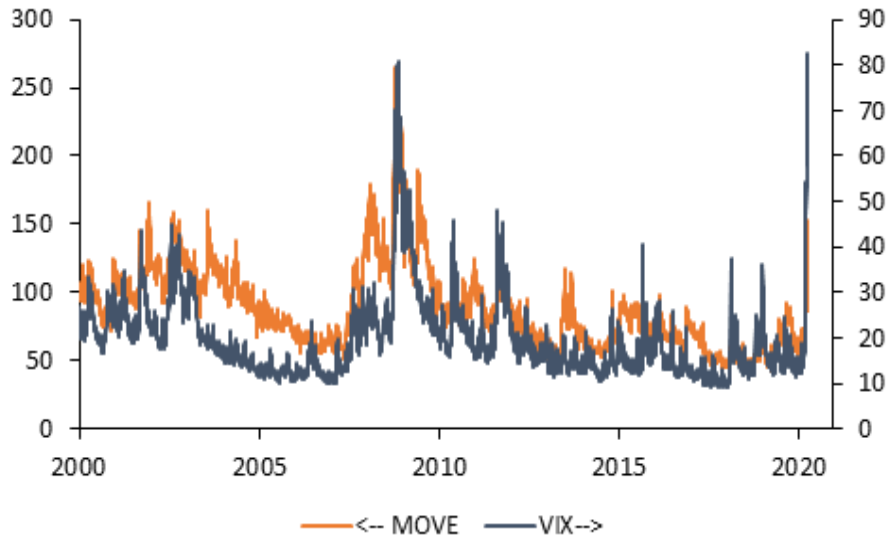
Banco Central	Recorte de tasa (puntos base)	Tasa actual (porcentaje)	Medidas adicionales
Reserva Federal	150	0.0 - 0.25	Compra de bonos gubernamentales, corporativos y MBS por monto ilimitado
Banco de Inglaterra	65	0.1	Compra de bonos gubernamentales por un monto de £635 miles de millones de libras
Banco Central Europeo	-	0.0	Compra de bonos gubernamentales por monto ilimitado
Banco de Canadá	150	0.3	-
Banco de Noruega	125	0.3	-
Banco de Japón	-	-0.1	Compra de bonos gubernamentales y ETFs por un monto equivalente a \$119 mmd y \$1.8 mmd respectivamente
Banco de México	75	6.5	-

Fuente: Bloomberg

Este entorno de aversión al riesgo resultó en un incremento en la volatilidad de los mercados de renta fija y variable. Por un lado, el índice de volatilidad del S&P 500 (VIX) alcanzó su nivel máximo histórico de 83 puntos base, superando incluso la volatilidad observada durante la crisis financiera del 2008-2009. En cuanto a la volatilidad en las tasas de las notas del Tesoro de EE.UU., representado por el índice MOVE<sup>8</sup>, también se observaron episodios con niveles no vistos desde 2009 (Gráfica 9) de alrededor de 164 puntos base.

<sup>8</sup> El índice MOVE, conocido así por sus siglas en inglés "Merril Option Volatility Expectations", fue desarrollado por Merrill Lynch y refleja el estimado del mercado sobre la volatilidad del rendimiento futuro de los bonos gubernamentales de los EE.UU.

**Gráfica 9. Índices de Volatilidad VIX y MOVE**  
(Cifras en puntos base)

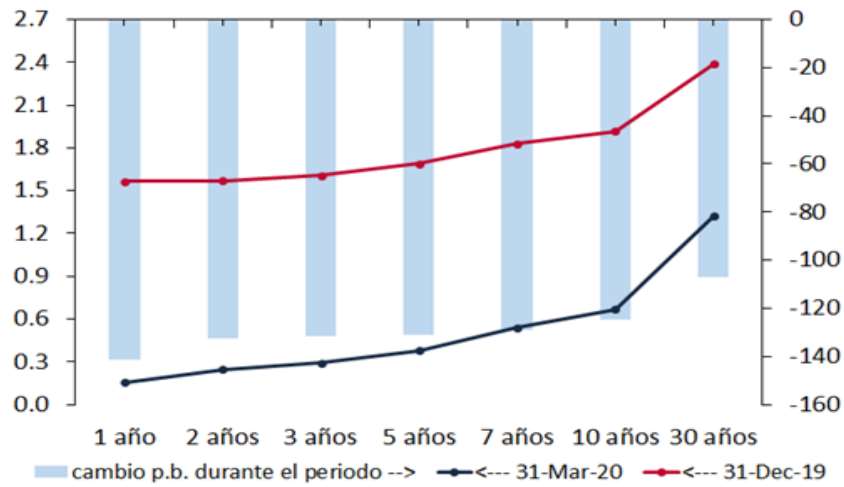


Fuente: Bloomberg

Por otra parte, la curva de rendimiento de las notas del Tesoro de EE.UU. presentó un empinamiento entre la parte corta y el sector de 10 años. Las tasas de interés de las notas con vencimiento a dos años disminuyeron alrededor de 132 puntos base mientras que las tasas de los instrumentos de largo plazo, específicamente el sector de 10 y 30 años, mostraron una disminución de entre 125 y 107 puntos base respectivamente (Gráfica 10). Adicionalmente, los principales índices accionarios de EE.UU. mostraron un retroceso borrando las ganancias acumuladas en el año e incluso desapareciendo las ganancias observadas desde que la administración del presidente Donald Trump asumió la presidencia en 2016 (Gráfica 11).

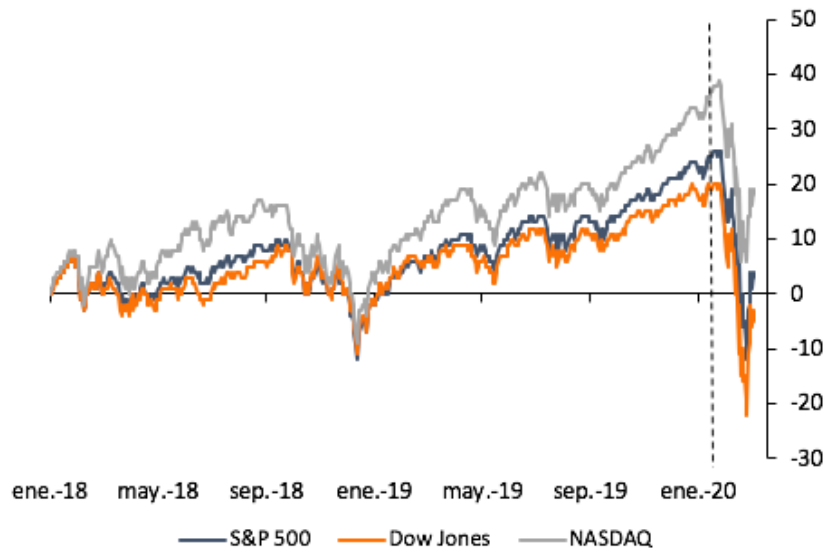


**Gráfica 10. Curva de rendimiento de las notas del Tesoro de EE.UU.**  
(Cifras en porcentaje y puntos base)



Fuente: Bloomberg

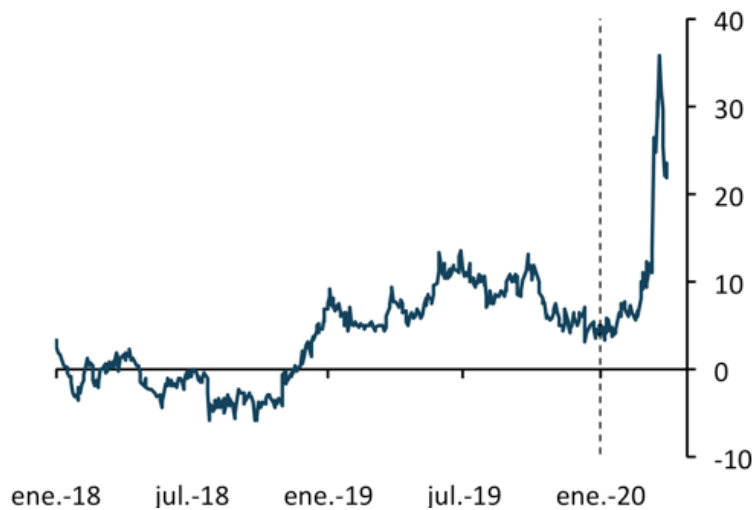
**Gráfica 11. Rendimiento acumulado de los principales índices accionarios de EE.UU.**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

En línea con el sentimiento de aversión al riesgo en los mercados, durante el primer trimestre se observó un menor apetito por deuda no gubernamental, incluso de agencias. Lo anterior generó que el diferencial entre las tasas de la deuda de agencias gubernamentales y las de las notas del Tesoro de EE.UU. se ampliara alcanzando niveles de hasta 38 puntos base (Gráfica 12). De manera similar, el precio de los bonos de deuda corporativa de alto grado de inversión disminuyó significativamente como se observa en el precio del *Exchange Traded Fund* (ETF), que conforma una porción de la reserva del Fondo (Gráfica 13). Vale la pena destacar que la reciente recuperación en el mercado corporativo se debe en gran medida al anuncio por parte de la Reserva Federal de adquirir este tipo de activos como parte de programa de compra de activos.

**Gráfica 12. Diferencial entre las tasas de agencias gubernamentales y las notas del Tesoro de EE.UU. con vencimiento de 1-3 años**  
(Cifras en puntos base)



Fuente: Bloomberg

**Gráfica 13. Precio del ETF de deuda corporativa AAA-A**  
(Cifras en dólares)

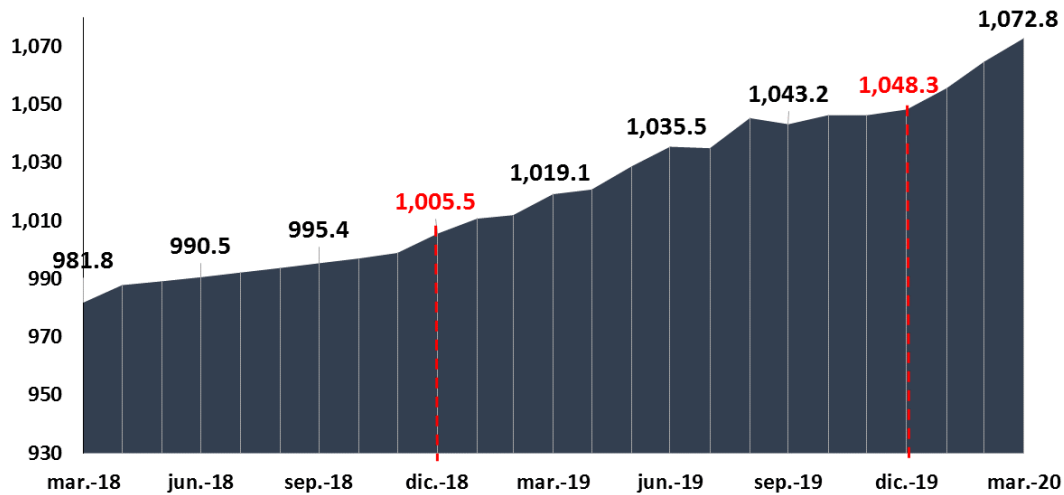


Fuente: Bloomberg

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

Bajo el entorno descrito, la cartera de inversión de la reserva generó un rendimiento de 2.3% durante el trimestre, 12 puntos base por arriba de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la reserva cerró el trimestre en 1,072.8 millones de dólares. En el trimestre, la cartera acumuló ganancias de 24.5 millones de dólares, lo que equivale a un rendimiento anual proyectado de 9.6%.

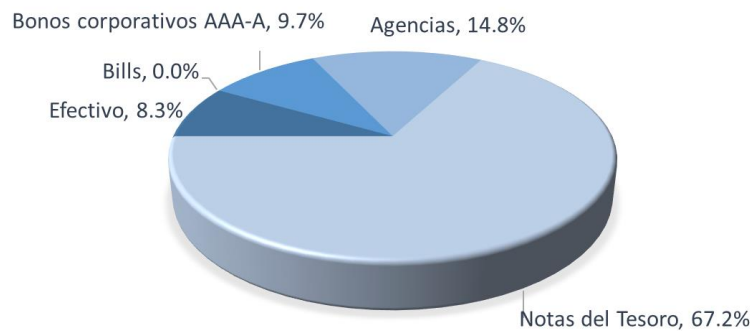
**Gráfica 14. Valor de la reserva del Fondo**  
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP

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 15. Composición de la cartera de inversión al cierre de marzo 2020**

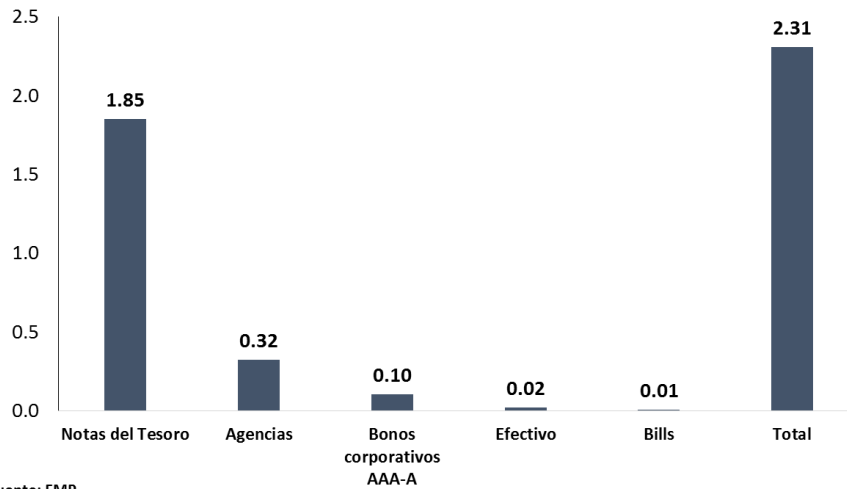


<b>Rendimiento a vencimiento (%)</b>	<b>0.5</b>
<b>Duración (%)</b>	<b>2.2</b>

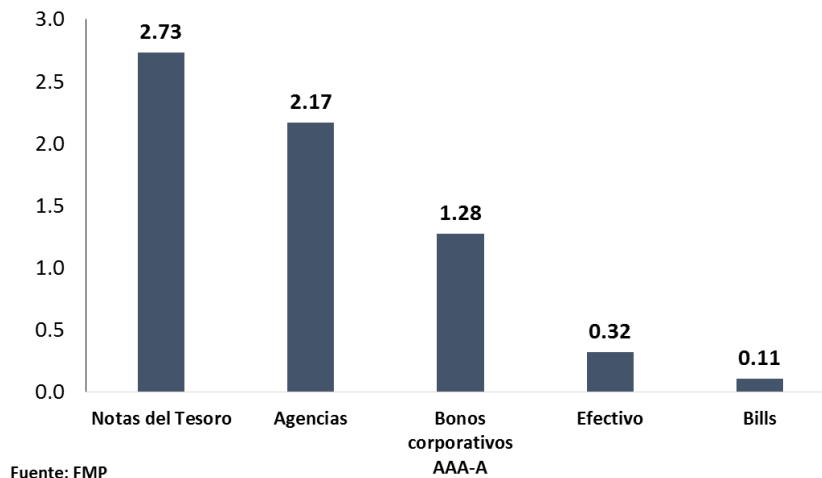
Fuente: FMP

El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño de las notas del Tesoro de EE.UU., siendo los instrumentos que más contribuyeron al rendimiento, aportando 185 puntos base del rendimiento total. Como se explicó anteriormente, esto responde a la caída que presentaron las tasas de las notas del Tesoro durante el periodo (Gráficas 16 y 17).

**Gráfica 16. Contribución al rendimiento por tipo de activo**  
(Cifras en porcentaje)



**Gráfica 17. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo**  
(Cifras en porcentaje)

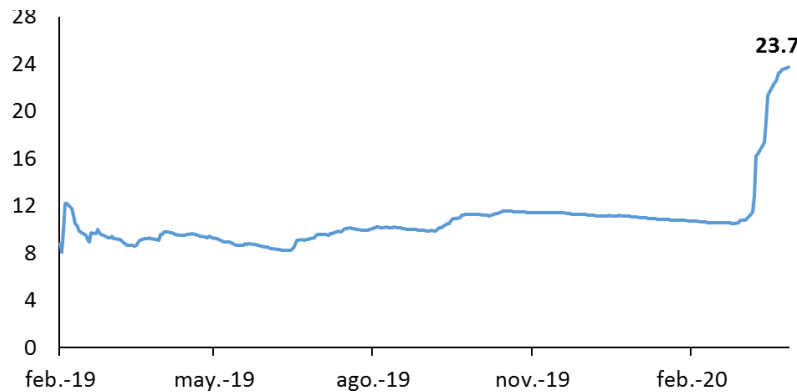


## 2.2. Administración de riesgos

### a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*<sup>9</sup> de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 23.7 puntos base, debajo del límite máximo permitido que es de 50 puntos base. Dicha métrica aumentó significativamente durante el trimestre debido a la volatilidad tan elevada que se registró en los mercados financieros, tanto para los instrumentos corporativos como los gubernamentales que integran la cartera.

**Gráfica 18. Tracking Error de la cartera de inversión**  
(Cifras en puntos base)



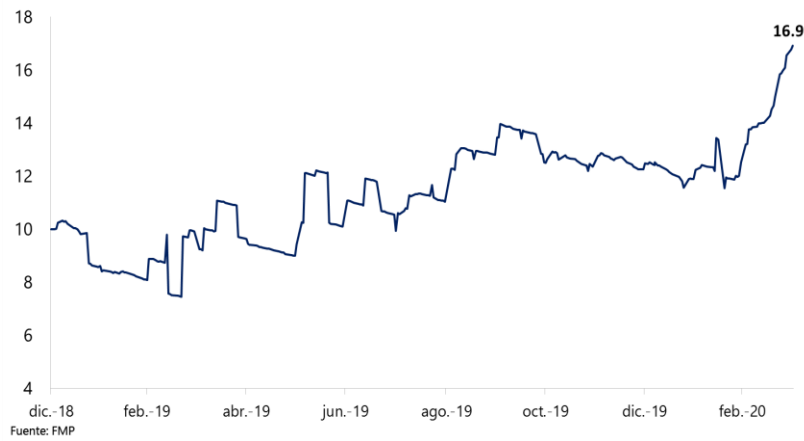
Fuente: FMP

Por otra parte, el Valor de Riesgo<sup>10</sup> (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 16.9 puntos base (Gráfica 19) contra 12.5 puntos base al cierre del trimestre anterior, lo que implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 1.8 millones de dólares en un día con una probabilidad del 95%. Las notas del Tesoro fueron el activo que aportó la mayor contribución al VaR total de la cartera de inversión con alrededor del 50%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 41%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 9% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 20).

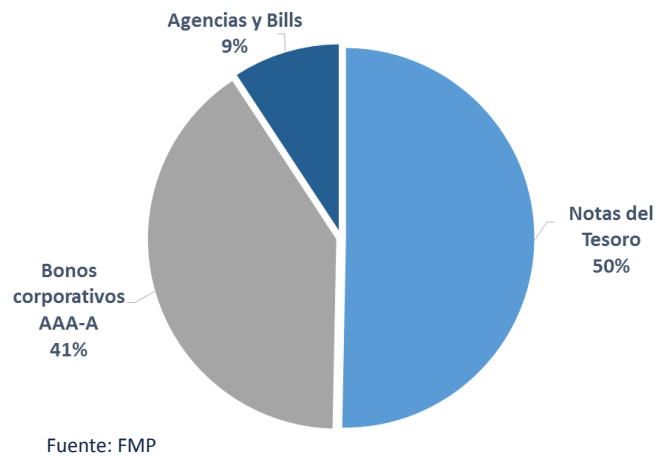
<sup>9</sup> El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son puntos base.

<sup>10</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 19. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión**  
(Cifras en puntos base)



**Gráfica 20. 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. A continuación, se muestra la composición de los instrumentos por nivel de calificación crediticia al 31 de marzo.

**Tabla 9. Desglose de los instrumentos que conforman la cartera de inversión por calificación crediticia.**

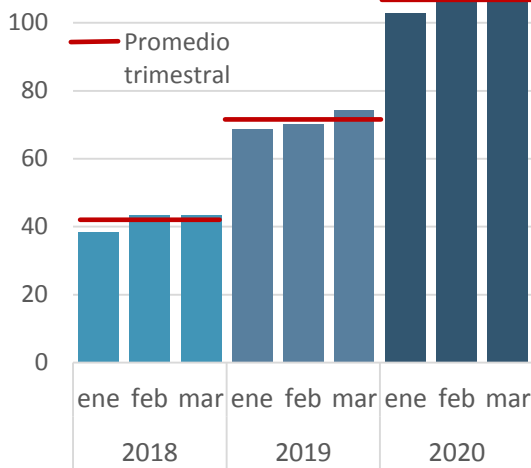
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
73%	11%	8%	0%	8%

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

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

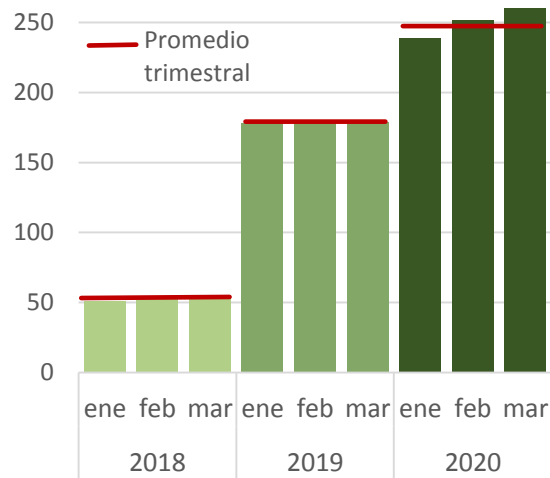
En el trimestre se observaron máximos históricos para la producción de petróleo y gas natural. En cuanto al petróleo, se superó los 100 mil barriles diarios (mbd) en enero<sup>11</sup> y se alcanzaron 110 mbd en febrero<sup>12</sup>. El volumen promedio diario observado del trimestre fue de 106 mbd, mayor en un 50% comparado con la producción del mismo trimestre de 2019. El aumento respecto de lo observado en 2019 fue impulsado principalmente por un incremento en los campos Ek-Balam (C032) y Cárdenas-Mora (C051).

**Gráfica 21. Producción de petróleo** <sup>1/</sup>  
(Cifras en miles de barriles día)



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

**Gráfica 22. Producción de gas natural** <sup>1/</sup>  
(Cifras en millones de pies cúbicos día)



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

La producción de gas natural superó los 250 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en febrero<sup>12</sup> y se alcanzaron 262 mmpcd en marzo<sup>13</sup>; impulsado por un aumento generalizado en los campos Misión (C050), Ek-Balam (C032), y Amoca-Miztón-Tecoalli (C003). El volumen promedio diario observado del trimestre fue de 251 mmpcd, mayor en 42% comparado con la producción del mismo trimestre de 2019.

<sup>11</sup> Se refiere al volumen producido en diciembre de 2019 que fue utilizado en el cálculo de enero de 2020.

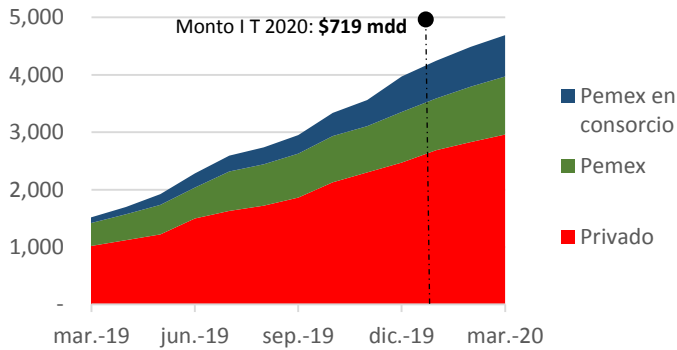
<sup>12</sup> Se refiere al volumen producido en enero que fue utilizado en el cálculo de febrero de 2020.

<sup>13</sup> Se refiere al volumen producido en febrero que fue utilizado en el cálculo de marzo de 2020

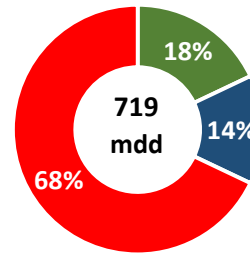
Este incremento en la producción ha sido apoyado por las inversiones que han llevado a cabo las empresas en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, la cual ascendió a 719 millones de dólares (mdd) durante el primer trimestre de 2020. Del total reportado, 540 mdd (75%) corresponden a contratos de producción compartida que son campos en aguas someras y 179 mdd (25%) para contratos 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 4,691 mdd.

Durante este trimestre las empresas privadas en conjunto aportaron 488.7 mdd (68%), mientras que los consorcios en los que participa Pemex como contratista significaron 230.6 mdd (32%).

**Gráfica 23. Inversión acumulada por tipo de contratista**  
(Cifras en millones de dólares)



**Gráfica 24. Distribución de inversión por tipo de contratista**  
(Porcentaje)

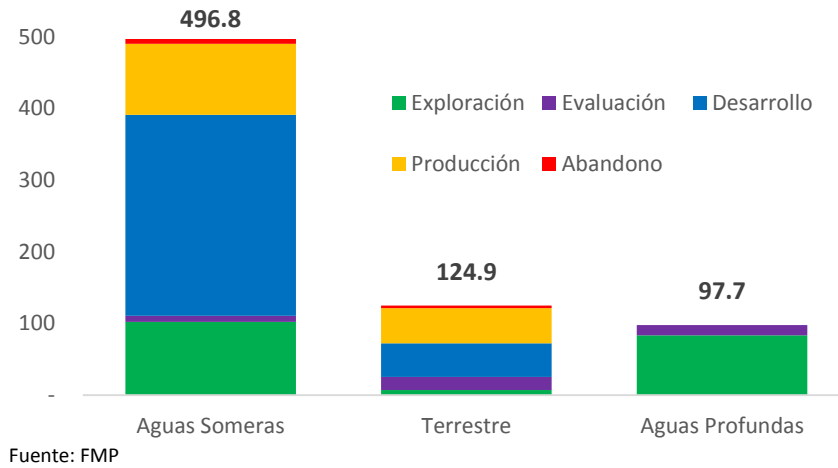


Los 5 contratos con mayor inversión en el trimestre representan el 59% del total y corresponden a: Pemex en los campos Ek-Balam (129 mdd); Eni en los campos Amoca, Miztón y Tecualli (128 mdd); Hokchi Energy (92 mdd) en el campo Hokchi; Capricorn Energy - Citla en el campo Cuencas del Sureste (40 mdd) y Fieldwood Energy - Petrobal en los campos Ichalkil y Pokoch (37 mdd).

En la gráfica 25 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 campos con mayor inversión, sin embargo las áreas con la segunda mayor inversión en el trimestre fueron los campos terrestres que registraron inversiones por un total de 125 mdd.

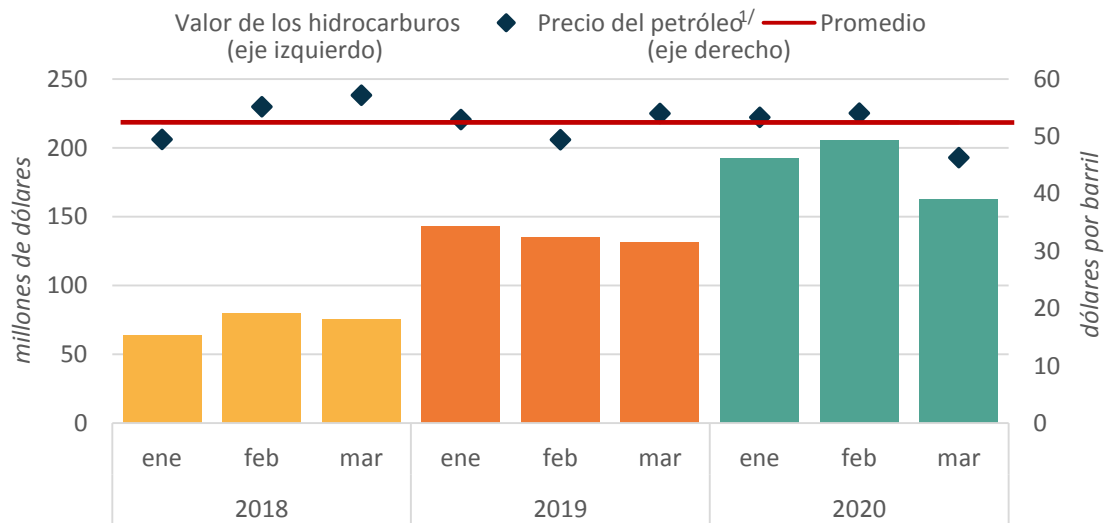


**Gráfica 25. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad**  
enero-marzo  
(Cifras en millones de dólares)



Por su parte, el valor contractual de los hidrocarburos (VCH) en el trimestre ascendió a 561 mdd, monto mayor en un 37% con el registrado en el mismo trimestre del 2019, siendo febrero el mes en el que se observó el máximo histórico con 206 mdd, lo cual se explica principalmente por el aumento de la producción del petróleo. Como se puede observar en la siguiente gráfica el precio<sup>14</sup> del petróleo se ubicó en niveles similares a los observados en trimestres anteriores, el precio contractual promedio más alto del trimestre fue el de febrero de 54 dólares por barril (dpb).

**Gráfica 26. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo<sup>1/</sup>**  
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)

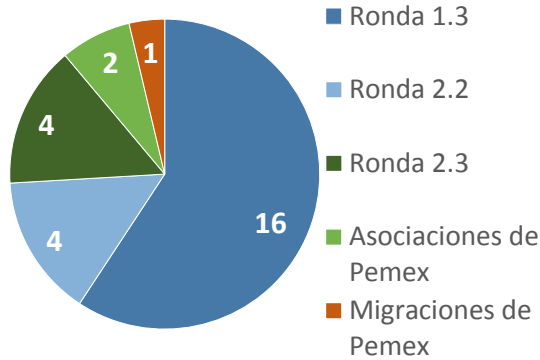


<sup>14</sup> Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.

### 3.1 Contratos de licencia con producción

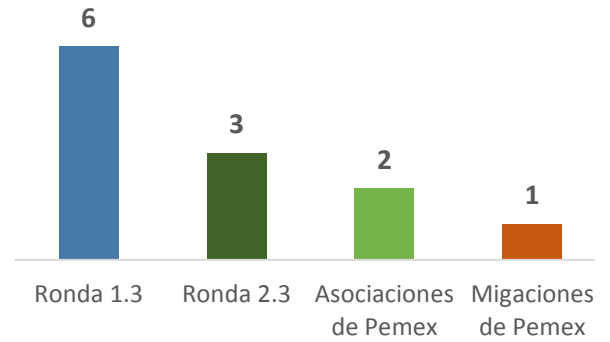
Durante el periodo, 27 de los 76 contratos de licencia presentaron producción, de los cuales 12 contratos registraron producción de petróleo y 24 gas natural.

**Gráfica 27. Número de contratos de licencia con producción**



Fuente: FMP

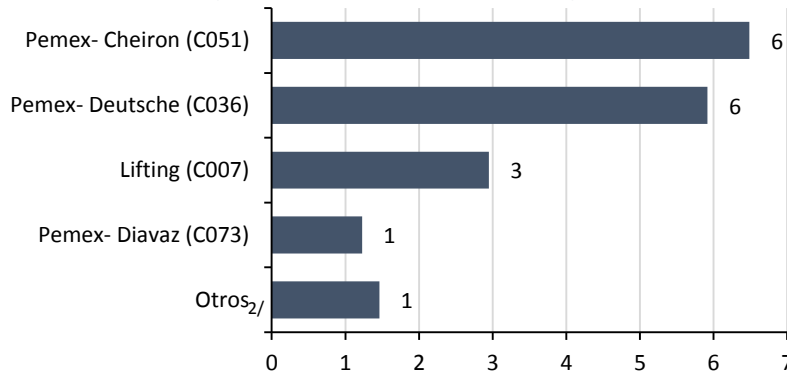
**Gráfica 28. Número de contratos de licencia con producción de petróleo**



Fuente: FMP

Para estos 27 contratos, la CNH<sup>15</sup> registró en el sistema informático del Fondo una producción agregada de 18 mil barriles diarios (mbd) de petróleo y 88 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

**Gráfica 29. Promedio diario de volumen de petróleo producido<sup>1/2/3/</sup> enero-marzo**  
(Cifras en miles de barriles día)



<sup>1/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2019, enero y febrero de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2020.

<sup>2/</sup> Corresponde a los contratistas: Diavaz (C013), Renaissance (C014), Oleum del Norte (C021), Tonalli (C024) y Jaguar (C045).

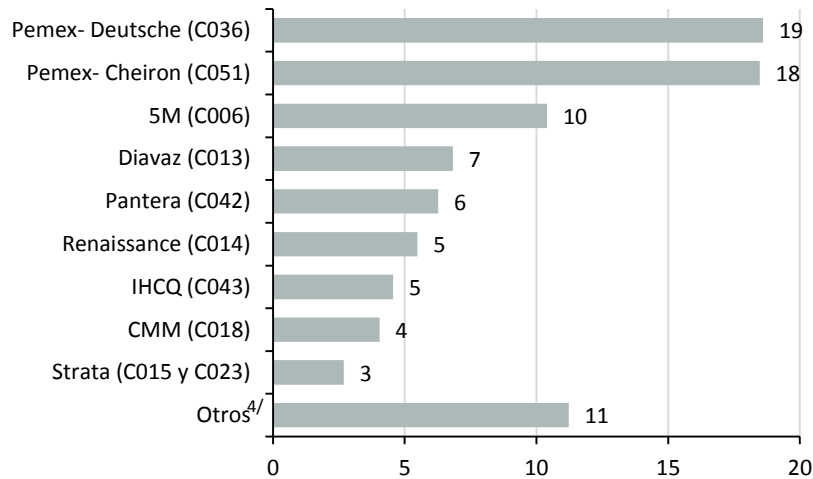
<sup>3/</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

<sup>15</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 30. Promedio diario de volumen de gas natural producido<sup>1/2/3/</sup>**  
enero-marzo  
(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 diciembre de 2019, enero y febrero de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2020.

<sup>3/</sup> Corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Perseus (C012), CMM (C017), Dunas (C019), Gs (C022), Jaguar (C045) y Pemex- Diavaz (C073)

<sup>4/</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

De acuerdo a los cálculos del Fondo, el VCH alcanzó 115 mdd, mientras que el total de regalías ascendió a 36 mdd.

**Tabla 10. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías calculadas por el Fondo<sup>1/</sup>**  
enero-marzo  
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
<b>ene-20</b>	40,180,604	2,925,849	10,244,040	13,169,890
<b>feb-20</b>	42,029,391	3,128,017	9,911,638	13,039,656
<b>mar-20</b>	32,374,120	2,151,126	7,884,732	10,035,859
<b>Total</b>	<b>114,584,115</b>	<b>8,204,992</b>	<b>28,040,411</b>	<b>36,245,404</b>

<sup>1/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2019, enero y febrero de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2020.

La regalía base del periodo fue de 8 mdd, resultado de la aplicación de 35 tasas de regalía progresiva.

**Tabla 11. Regalía Base**  
enero-marzo  
(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
<b>Petróleo</b>	7.50%	9.29%	8.34%	7,538,647	91.88%
<b>Gas natural asociado</b>	NA	9.71%	3.46%	414,740	5.05%
<b>Gas natural no asociado</b>	0.00%	6.15%	0.14%	10,396	0.13%
<b>Condensados</b>	5.00%	5.00%	5.00%	241,216	2.94%
<b>Total</b>				<b>8,204,998</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.

Asimismo, cada contrato paga una tasa de regalía adicional en función del porcentaje ofrecido por los contratistas en las licitaciones<sup>16</sup>, la cual se aplica también sobre el VCH de cada contrato.

**Tabla 12. Regalía Adicional**  
enero-marzo  
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada <sup>1/</sup>	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
<b>Asociaciones de Pemex</b>	13%	75,397,614	9,801,690	35%
<b>Migraciones</b>	13%	6,551,461	851,690	3%
<b>Ronda 1.3</b>	56%	28,344,525	15,906,161	57%
<b>Ronda 2.2</b>	26%	1,463,026	383,834	1%
<b>Ronda 2.3</b>	39%	2,827,488	1,097,036	4%
<b>Total</b>		<b>114,584,115</b>	<b>28,040,411</b>	<b>100%</b>

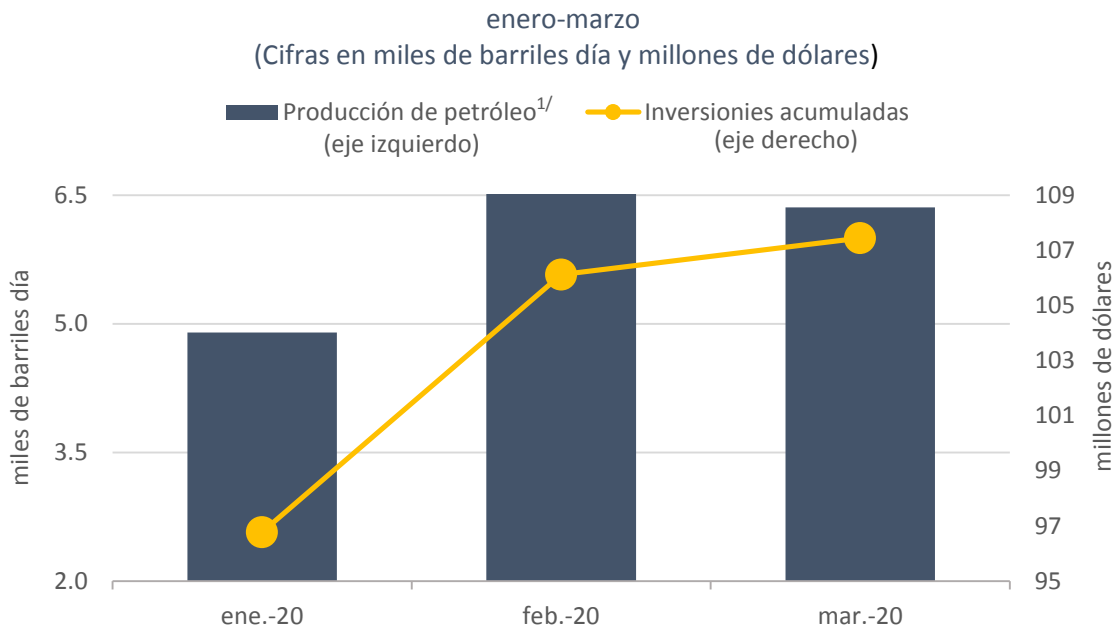
<sup>1/</sup> Se refiere a la tasa promedio ponderada de los contratos de cada Ronda, Asociación o Migración, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

El contrato de licencia que impulsó el aumento en la producción de petróleo en el trimestre fue Cárdenas-Mora, operado por el contratista Pemex-Cheiron (C051). En febrero<sup>17</sup> el campo alcanzó una producción de 6.5 mbd, cifra máxima desde que se firmó el contrato de exploración y extracción. Lo anterior como resultado de las inversiones realizadas por el contratista, que en el trimestre registró 13 mdd, lo que representa el 12% del total acumulado que asciende a 108 mdd.

<sup>16</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%.

<sup>17</sup> Se refiere al volumen producido en enero que fue utilizado en el cálculo de febrero de 2020.

**Gráfica 31. Volumen de petróleo producido y monto de inversiones acumuladas en el campo Cárdenas Mora**



<sup>1/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2019, enero y febrero de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2020.

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 32 certificados de pago y retuvo 45, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes. Adicionalmente, el Fondo emitió 34 certificados extemporáneos que habían sido retenidos en periodos anteriores de los contratos identificados con número de registro fiduciario RF-RF-C019-2016-020 (24), RF-C045-2017-024 (2) y RF-C051-2018-003 (8).

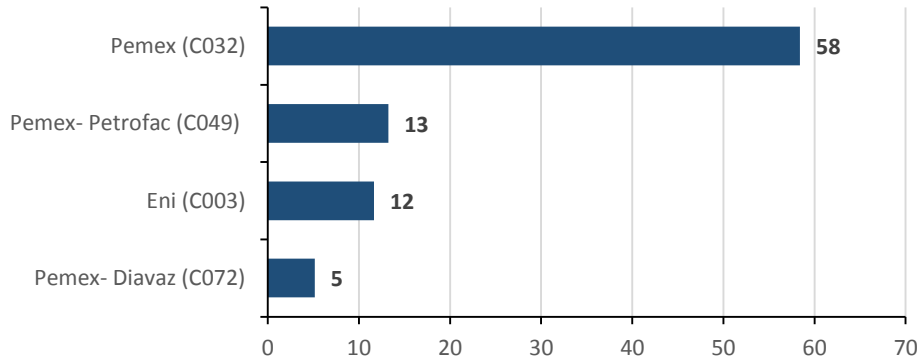
Derivado del “Acuerdo por el que se declara la suspensión de plazos y términos en los actos y procedimientos sustanciados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos del lunes 23 de marzo al domingo 19 de abril de 2020” en marzo no se recibió, por parte de esta Comisión, las actas donde se establece el volumen de los hidrocarburos y el VCH. Por lo que no se emitieron 3 certificados de pago de los contratos de la ronda 1.3 que se encontraban al corriente de sus obligaciones contractuales.

Derivado de la resolución de la CNH sobre el procedimiento de terminación anticipada por la renuncia total del área del contrato RF-C028-2017-005, el contratista Total E&P México, S.A de C.V. se hizo acreedor a una pena convencional de 21,242,282.25 dólares, debido a que la devolución del área contractual tuvo lugar previo a que se cumpliera con el Programa Mínimo de Trabajo.

### 3.2 Contratos de producción compartida con producción

En el trimestre 5 de los 35 contratos de producción compartida produjeron al menos un hidrocarburo, de los cuales 3 reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato reportó producción de gas natural no asociado y condensados y otro sólo reportó producción de petróleo. La producción promedio de los contratos de producción compartida durante el periodo fue de 88 mil barriles diarios de petróleo y 162 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

**Gráfica 32. Promedio diario de volumen de petróleo producido<sup>1/2/</sup>**  
enero-marzo  
(Cifras en miles de barriles día)

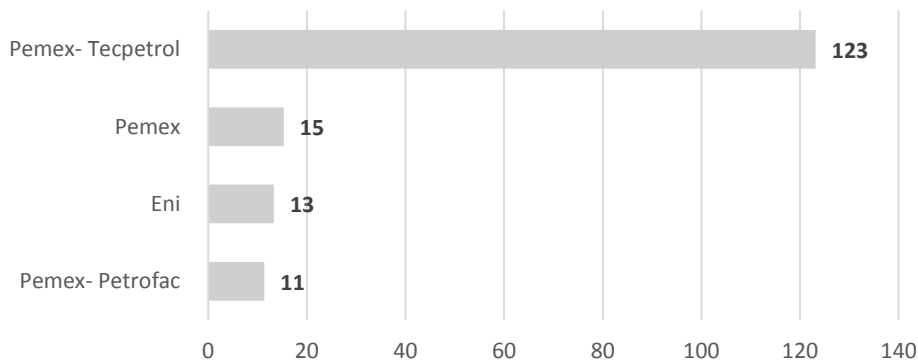


<sup>1/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2019, enero y febrero de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2020.

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

Fuente: FMP.

**Gráfica 33. Promedio diario de volumen de gas natural producido<sup>1/2/3/</sup>**  
enero-marzo  
(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 diciembre de 2019, enero y febrero de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2020.

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

Fuente: FMP.

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

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

**Tabla 13. Valor contractual de los hidrocarburos<sup>1/2/</sup>**

enero-marzo  
(Cifras en dólares)

	<b>Valor contractual de los hidrocarburos</b>	<b>Petróleo</b>	<b>Gas natural</b>	<b>Condensados</b>
<b>ene-20</b>	152,153,101	138,895,491	10,712,526	2,545,083
<b>feb-20</b>	163,604,274	149,703,538	11,147,147	2,753,589
<b>mar-20</b>	130,343,959	117,685,853	10,117,873	2,540,234
<b>Total</b>	<b>446,101,334</b>	<b>406,284,882</b>	<b>31,977,546</b>	<b>7,838,906</b>

<sup>1/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2019, enero y febrero de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 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 14. Distribución final de las contraprestaciones en especie<sup>1/2/</sup>**

enero-marzo

<b>Contraprestaciones a favor de:</b>	<b>Petróleo</b> (miles de barriles)	<b>Gas Natural</b> (miles de millones de BTU)	<b>Condensados</b> (miles de barriles)
<b>Estado</b>	2,565	2,201	27
<b>Contratista</b>	5,468	13,008	163
<b>Total</b>	<b>8,034</b>	<b>15,209</b>	<b>190</b>

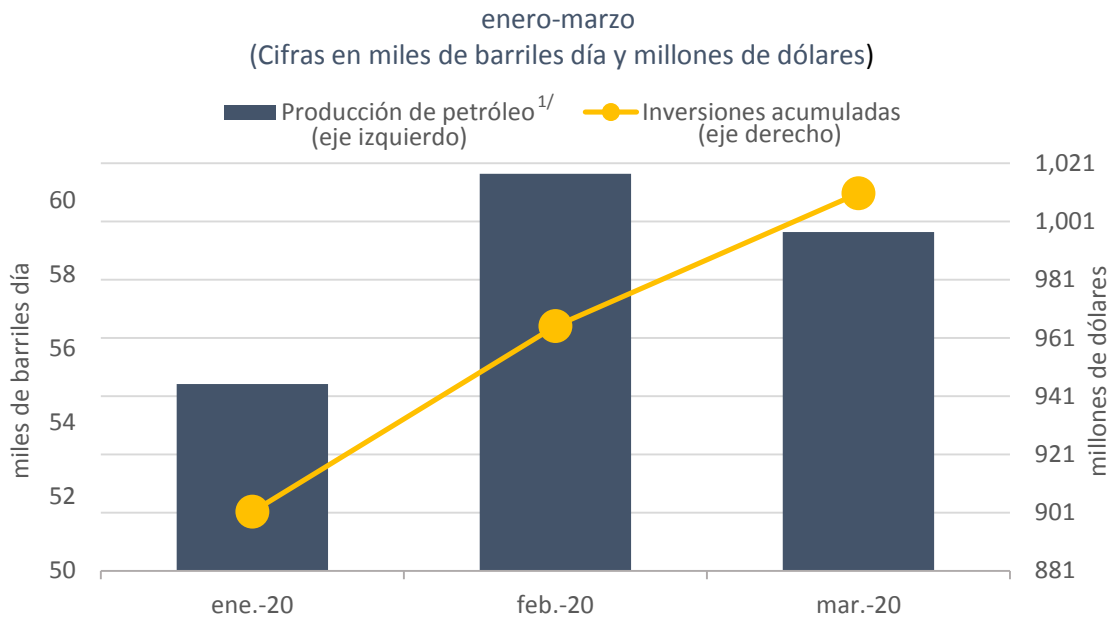
<sup>1/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2019, enero y febrero de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2020.

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

El contrato de producción compartida que impulsó el aumento en la producción de petróleo en el trimestre fue Ek-Balam, operado por Pemex (C032). En febrero<sup>18</sup> el campo alcanzó una producción de 61 mbd, cifra máxima desde que dichos campos migraron al esquema de CEE. Lo anterior, apoyado por las inversiones realizadas por el contratista que durante este trimestre alcanzaron 129 mdd, lo que representa el 13% del total acumulado que asciende a 1,011 mdd.

<sup>18</sup> Se refiere al volumen producido en enero que fue utilizado en el cálculo de febrero de 2020.

**Gráfica 34. Volumen de petróleo producido y monto de e inversiones acumuladas en el campo Ek-Balam**



Fuente: FMP

<sup>1/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2019, enero y febrero de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2020.

Cabe mencionar que en el trimestre, como parte del proceso del cálculo de contraprestaciones de producción compartida, se realizaron los siguientes ajustes:

- En enero de 2020 se inscribió en el Registro Fiduciario el primer convenio modificatorio para Pemex (C032) en el que el valor de los activos fijos reconocidos al momento de la firma del contrato pasó de 737 mdd a 1,012 mdd. Por lo que en el cálculo del mes correspondiente, el Fondo realizó el ajuste que resultó en un aumento de en el saldo de costos recuperables; las contraprestaciones calculadas en periodos anteriores permanecieron sin cambios.
- En ese mismo mes, enero 2020, la CNH cargó en el SIPAC una modificación al presupuesto aprobado de Eni (C003) y de Pemex-Diavaz (C072) para 2019. Para el primero, el presupuesto se redujo de 475 mdd a 463 mdd; mientras que para el segundo, el monto total del presupuesto pasó de 77.1 mdd a 78.3 mdd.

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 de parte de los comercializadores del Estado 166.7 millones de dólares por concepto de comercialización de hidrocarburos.





**Tabla 15. Ingresos por comercialización<sup>1/2/</sup>**  
enero-marzo  
(Cifras en millones de dólares)

Concepto	Importe <sup>3/</sup>
Trafigura <sup>4/</sup>	161.5
CFEnergía <sup>5/</sup>	5.2
<b>Total</b>	<b>166.7</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 que tuvo lugar en los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2019 de los 5 contratos de producción compartida que cuentan con producción comercial regular. De acuerdo con la información reportada por los comercializadores del Estado, el total de ingresos está asociado a ventas de 3,161,171 barriles de hidrocarburos líquidos y 2,517,359 millones de BTU's

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

**Tabla 16. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado<sup>1/2/</sup>**  
enero-marzo  
(Cifras en dólares)

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
Trafigura <sup>3/</sup>	565,550
CFEnergía <sup>4/</sup>	52,238
<b>Total</b>	<b>617,788</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 incluyen las comisiones por los servicios de comercialización del periodo septiembre 2019.

<sup>3/</sup> Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

<sup>4/</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 544.4 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión.<sup>19</sup>

<sup>19</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.



#### 4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

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

Los honorarios fiduciarios pagados al Banco de México para cubrir los gastos incurridos para la debida operación del Fondo durante el trimestre reportado ascendieron a 35.2 millones pesos, lo que equivale al 0.04% de los ingresos administrados por el Fondo durante este periodo.

**Tabla 17. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México<sup>1/</sup>**

enero – marzo  
(Cifras en millones de pesos)

<b>Concepto</b>	<b>Total ejercido</b>
<b>Recursos Humanos</b>	26.2
<b>Costos de Ocupación</b>	2.0
<b>Tecnologías de la Información</b>	2.0
<b>Otros Gastos de Operación</b>	0.1
<b>Subtotal</b>	<b>30.3</b>
<b>IVA</b>	4.9
<b>Total</b>	<b>35.2</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. Fiscalización del Fondo

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

- El 20 de febrero la ASF entregó a la H. Cámara de Diputados del Congreso de la Unión, el informe individual de las auditorías 92-GB y 99-GB, denominadas " Transferencias y Aplicación de Recursos del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo" y "Adjudicación y Formalización de Contratos de Licencia y de Producción Compartida de las Rondas 2 y 3", respectivamente. Lo anterior, como parte de la tercera entrega de informes individuales del resultado de la fiscalización superior de la cuenta pública 2018.

Es importante señalar que ambas auditorías concluyeron sin observaciones para el Fondo, lo cual se hizo constar en los respectivos informes individuales de auditoría entregados a la Cámara de Diputados.



- El 21 de febrero la ASF dio inicio a la auditoría 90-GB denominada “Ingresos por Asignaciones y Comercialización de Hidrocarburos”, correspondiente a la revisión de la cuenta pública 2019, la cual tiene por objeto fiscalizar la gestión financiera para comprobar que los ingresos derivados de las asignaciones y comercialización de hidrocarburos, se calcularon y pagaron; asimismo que el registro contable, su presentación en los estados financieros y en la cuenta pública se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas.

En relación con lo anterior, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por la ASF.

La referida auditoría continúa en desarrollo, por lo que una vez que concluya, el fiduciario informará los resultados al Comité Técnico.

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

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

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a las 9 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, sin que hubiera emitido reserva alguna, respecto de los siguientes temas: i) Contrataciones administrativas, de recursos humanos y materiales del FMP; ii) Destinos de los recursos administrados por el Fondo; iii) Organización y principales funciones del Fondo; iv) Información publicada en la página de internet del FMP; v) Series estadísticas publicadas por el Fondo y vi) Registro de solicitudes de transparencia.

### **ii. Talleres para contratistas**

Con el objetivo de promover la capacitación continua de los contratistas en temas relacionados con los procesos operativos, el jueves 5 de marzo el Fondo realizó el taller denominado “Operación de Contratistas con el Fondo Mexicano del Petróleo y registro de costos, gastos e inversiones”, el cual tuvo la finalidad de explicar y resolver dudas relacionados con: i) Sistema de Información para los pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC); ii) Procesos y tiempos para el cálculo de contraprestaciones; iii) Mecanismos para la entrega de recursos y pago de contraprestaciones en efectivo y iv) 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 establecidas en la LISH, el Fondo publicó de manera mensual, las estadísticas correspondientes al periodo que se reporta en la infraestructura SIE-BANXICO.

Durante el primer trimestre de 2020 se incorporaron las series estadísticas asociadas a los contratos que durante el periodo registraron inversiones en SIPAC por primera vez, por lo anterior, al cierre de marzo de 2020 el Fondo publicó un total de 3,911 series estadísticas divididas en 404 cuadros, lo que representa un incremento de 34% respecto de mismo trimestre del año anterior.

#### **iv. Fortalecimiento al Control Interno**

Durante este trimestre, el Fondo concluyó con la actualización y formalización de los siguientes Manuales de Procedimientos de Operación: i) “Operación financiera del Fondo”; ii) “Administración de la Reserva del FMPED”; iii) “Administración financiera de los contratos” y iv) “Gestión administrativa del Fondo”. La actualización de dichos documentos tuvo por finalidad reflejar de manera puntual la forma en la cual se ejecutan los procesos, así como los mecanismos de control asociados a cada una de las actividades. Cabe señalar que estos manuales pueden ser consultados en el Catálogo de Normas Internas del Banco de México.

Finalmente, en cumplimiento a las políticas de control interno del Banco de México, el Fondo concluyó con el registro y validación de sus actividades de control más relevantes.



**FMP**

Informe trimestral enero-marzo 2020

**Anexo. Estados Financieros**