

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
abril - junio 2020**

Ciudad de México, 29 de julio de 2020



FMP

Informe trimestral abril-junio 2020

INFORME TRIMESTRAL ABRIL-JUNIO 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

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	4
1.1. Ingresos	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos	5
1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los fondos de estabilización y sectoriales	6
1.3. Registro del Fiduciario	9
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	10
2.1. Administración de la cartera de inversión	10
a. Condiciones económicas	10
b. Desempeño de la cartera de inversión	16
2.2. Administración de riesgos	18
a. Cumplimiento de límites de riesgo	18
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión	19
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS	20
3.1 Contratos de licencia con producción	23
3.2 Contratos de producción compartida con producción	27
3.3 Análisis de los contratos - Expectativas económicas de largo plazo del área contractual Amoca, Mizton y Tecoalli (AMT), operado por la empresa Eni	31
4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	34
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México	34
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo	34
4.3. Otras actividades relevantes	34
a. Fiscalización del Fondo	34
b. Transparencia y acceso a la información pública	35
i. Atención a solicitudes de acceso a la información	35
ii. Talleres para contratistas	35
iii. Publicación de estadísticas	35
iv. Operación del Fondo	36
v. Estrategia de comunicación	36
Anexo. Estados financieros	38

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 443 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 23,381 millones de pesos.¹

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 68.43% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 30.44% y los de exploración el 1.13%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el segundo trimestre del año representan una disminución del 80% respecto al mismo periodo del ejercicio 2019, como se muestra en la siguiente tabla:

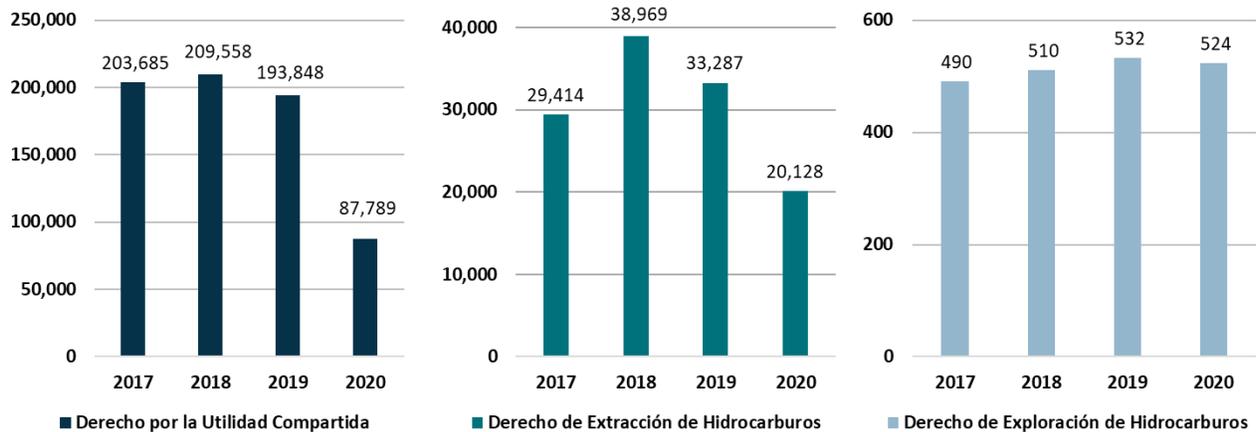
Tabla 1. Ingresos por asignaciones
 abril – junio
 (Cifras en millones de pesos)

	abril - junio 2019	abril - junio 2020	Δ% (2020 vs. 2019)
Derecho por la Utilidad Compartida	97,468	16,001	-84%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	17,904	7,117	-60%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	268	263	-2%
Total	115,640	23,381	-80%

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

¹ Artículo 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

Gráfica 1. Ingresos por asignaciones
enero – junio
(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 Estado²: **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 hidrocarburos³ de producción comercial regular, de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por contratos^{1/}
abril – junio
(Cifras en millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	368	
Regalía Adicional		7
Regalía Base		3
Penas convencionales^{3/}		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular		49
Total	368	59

^{1/}En términos de lo estipulado en los contratos algunas contraprestaciones a favor del Estado son pactadas en dólares de los Estados Unidos de América (dólares) y pueden ser solventadas en su equivalente en pesos, con fundamento en el artículo 8º de la Ley Monetaria de los Estados Unidos Mexicanos que prevé que las obligaciones contraídas en moneda extranjera dentro de la República mexicana pueden ser solventadas en su equivalente en moneda nacional al tipo de cambio que corresponda en la fecha que se efectuó el pago (FIX publicado en el Diario Oficial de la Federación). Los montos pueden no coincidir por redondeo.

^{2/} Los montos recibidos en dólares se registran al tipo de cambio aplicable al día de la recepción.

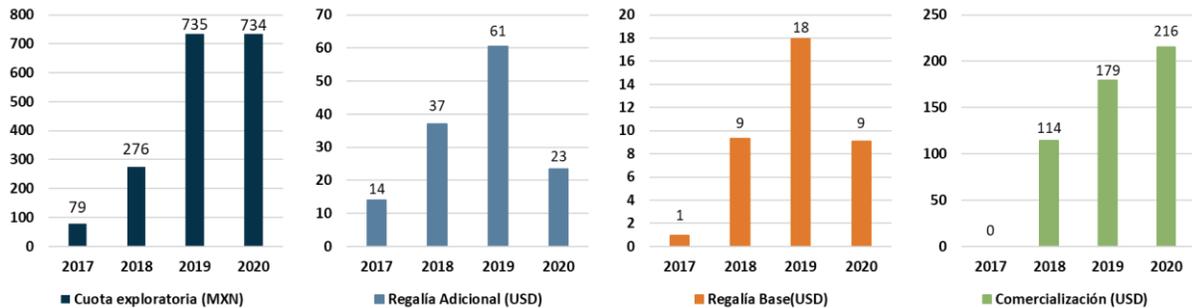
^{3/} Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 510 dólares.

² Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

³ 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 junio de los ejercicios 2017 a 2020:

Gráfica 2. Ingresos por contratos
 enero – junio
 (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 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)⁴, conforme a lo siguiente:

⁴ 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^{1/}
 abril - junio
 (Cifras en millones de pesos)

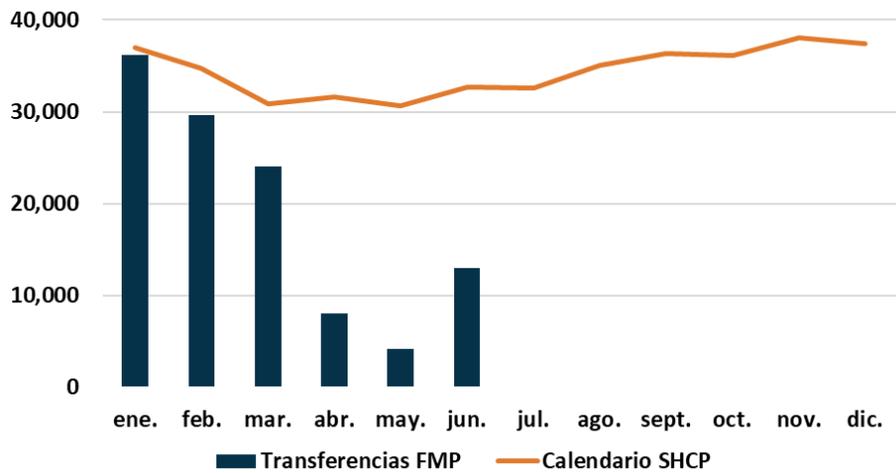
I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	-
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	-
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	825
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	6
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	24,289
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	48
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	24,241
Total	25,120

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

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe ascendieron a un total de 25,120 millones de pesos, acumulando así un total de 114,918 millones de pesos en lo que va del año, equivalentes al 0.4% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) para el ejercicio 2020. Al cierre de junio del presente año, el monto acumulado fue menor en 82,375 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 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 y por la implementación de los beneficios fiscales otorgados al asignatario en el pago del derecho por la utilidad compartida, lo cual ha resultado en menores ingresos petroleros.

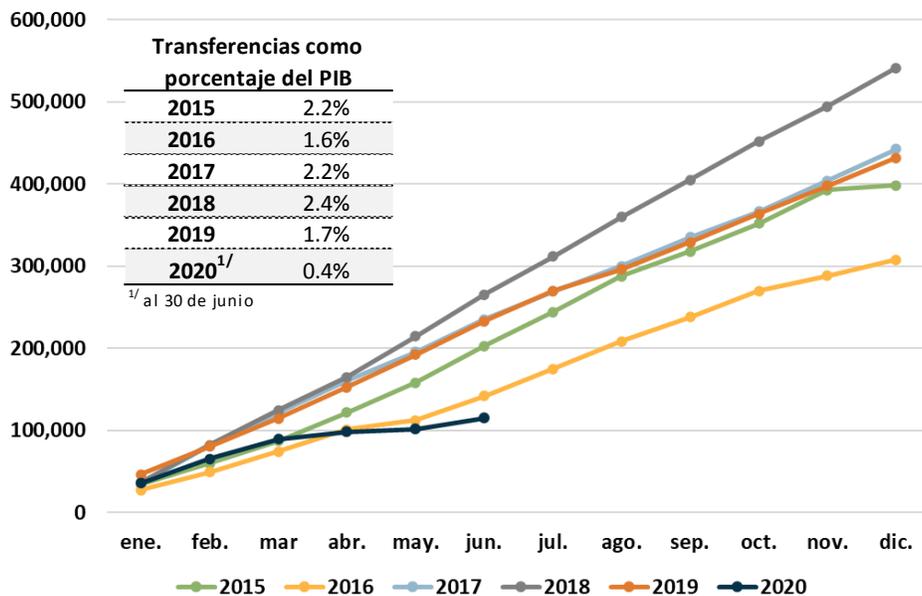
Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP
(Cifras en millones de pesos)



Fuente: FMP

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

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



1.3. Registro del Fiduciario

Durante el segundo trimestre de 2020, la Secretaría de Energía autorizó a Pemex la modificación de 14 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 de los contratos y asignaciones siguientes:

Tabla 4. Contratos inscritos al 30 de junio de 2020^{1/}

Ronda	Contratos en Exploración		Contratos en Producción		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
Total	26	45	9	31	111

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

Tabla 5. Asignaciones inscritas al 30 de junio de 2020^{1/}

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

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

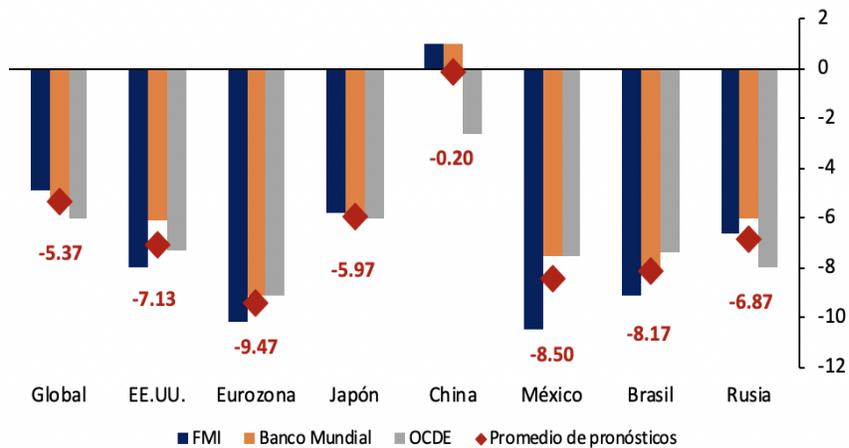
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

Durante el periodo prevaleció un alto grado de incertidumbre en torno a la pandemia del COVID-19 y las medidas adoptadas para evitar su propagación, las cuales han afectado considerablemente la actividad económica mundial. Los estimados de crecimiento económico para el 2020 y 2021 por parte del Banco Mundial (BM), la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), así como el Fondo Monetario Internacional (FMI), pronostican un panorama de mayor debilidad a la anticipada (Gráfica 5). Al respecto, destaca que para 2020 esperan una contracción en la actividad económica global promedio de 5.4%, mientras que para 2021 estiman una recuperación promedio de 4.9%. Es importante mencionar que de darse un segundo brote de contagios, esto podría derivar en una contracción aún más acentuada para 2020 y una recuperación más prolongada en 2021.

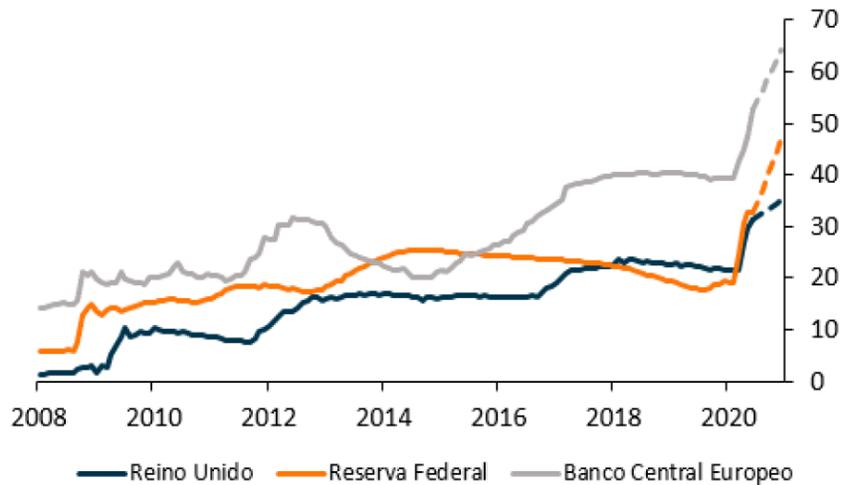
Gráfica 5. Pronósticos de crecimiento para 2020
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

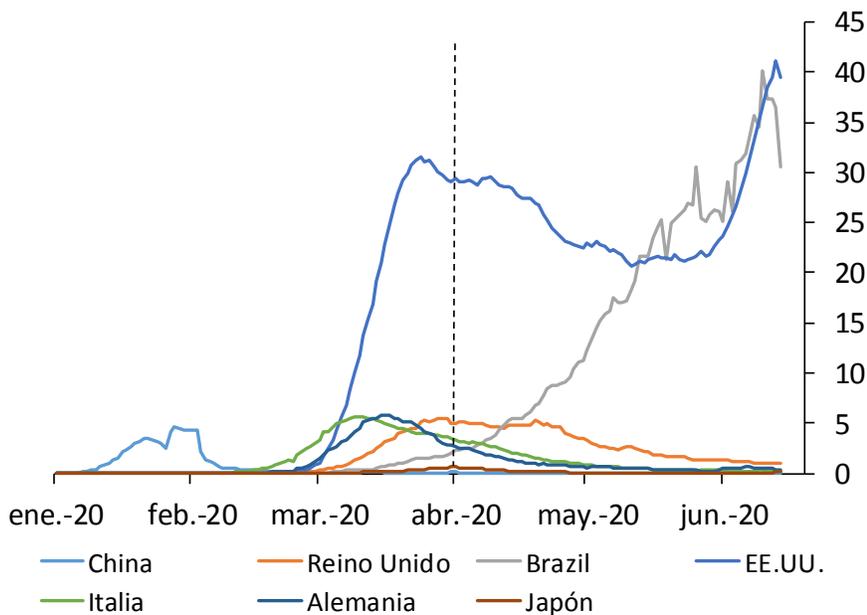
A pesar de lo anterior, el sentimiento en los mercados financieros internacionales durante el segundo trimestre del año fue de mayor optimismo, impulsado en gran medida por el efecto del enorme estímulo fiscal por parte de las autoridades de distintos países y la instrumentación de una política monetaria expansiva implementada por diversos bancos centrales a través de la inyección de liquidez mediante la compra de valores (Gráfica 6). Por otro lado, también contribuyó la tendencia decreciente en el número diario de contagios de COVID-19 en las principales economías desarrolladas (Gráfica 7), lo que permitió la reapertura parcial en dichos países y contribuyó a que varios sectores de la economía comenzaran a presentar mayor actividad.

Gráfica 6. Tenencia de activos de bancos centrales como porcentaje del PIB
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

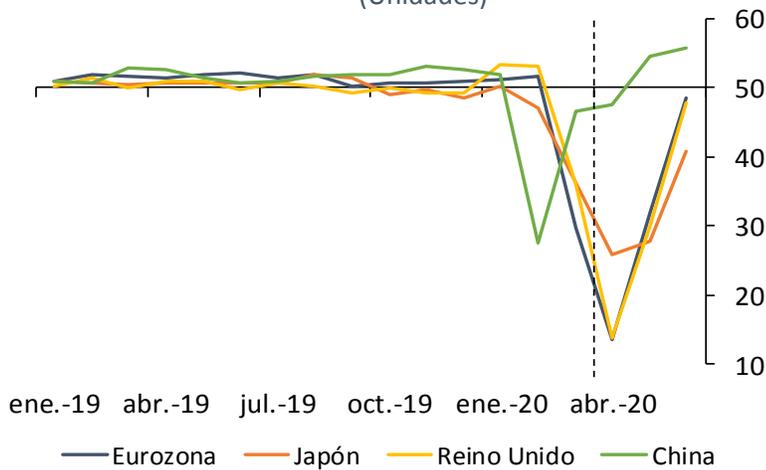
Gráfica 7. Casos diarios de personas contagiadas de COVID-19
(Promedio móvil de 7 días; cifras en miles)



Fuente: Bloomberg

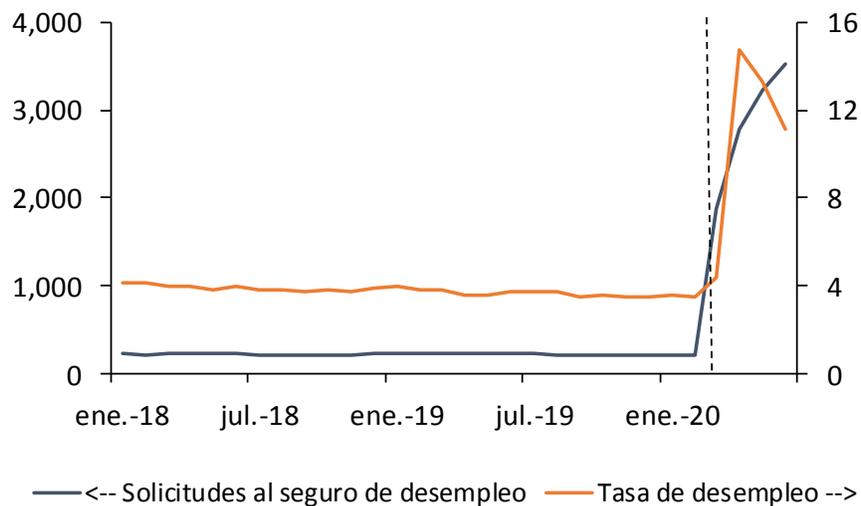
En particular, las cifras económicas empezaron a reflejar las expectativas de una recuperación más acelerada, tanto en la actividad manufacturera y el sector de servicios como en el consumo y en el mercado laboral. Al respecto, el incremento del desempleo en EE.UU. que se registró en el primer trimestre a consecuencia de la pandemia, se revirtió parcialmente durante mayo y junio, donde se observó la creación de alrededor de 7.5 millones de empleos, llevando la tasa de desempleo de 14.7% a 11.1%. Por su parte, las solicitudes al seguro de desempleo en los EE.UU. también comenzaron a mostrar un menor ritmo de crecimiento durante el mismo periodo (Gráficas 8 y 9).

Gráfica 8. Indicadores adelantados del sector manufacturero y servicios
(Unidades)



Fuente: Bloomberg

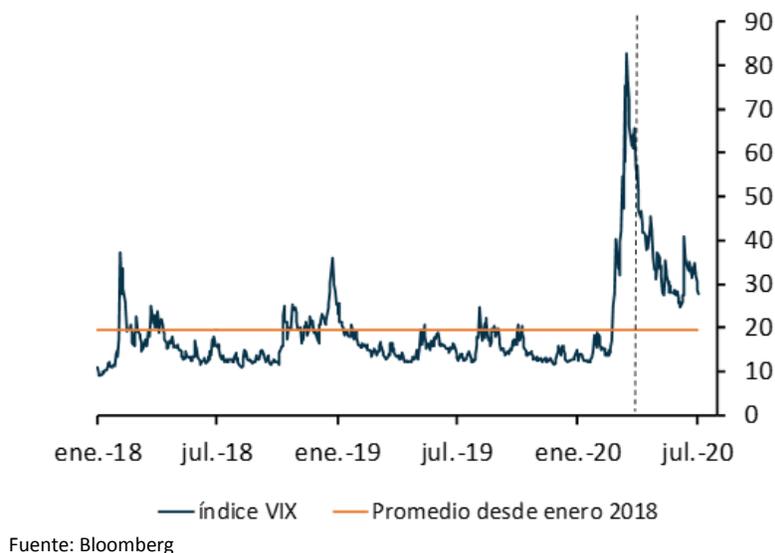
Gráfica 9. Indicadores de empleo en EE.UU.
(Promedio móvil de 4 semanas; cifras en miles y en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Como consecuencia de lo anterior, la volatilidad de los mercados financieros disminuyó considerablemente. En particular la volatilidad del índice accionario S&P 500 pasó de 54 puntos base a finales del trimestre anterior a 30 puntos base, aunque todavía se encuentra en niveles elevados en comparación con el promedio de 19 puntos base observado desde 2018 (Gráfica 10).

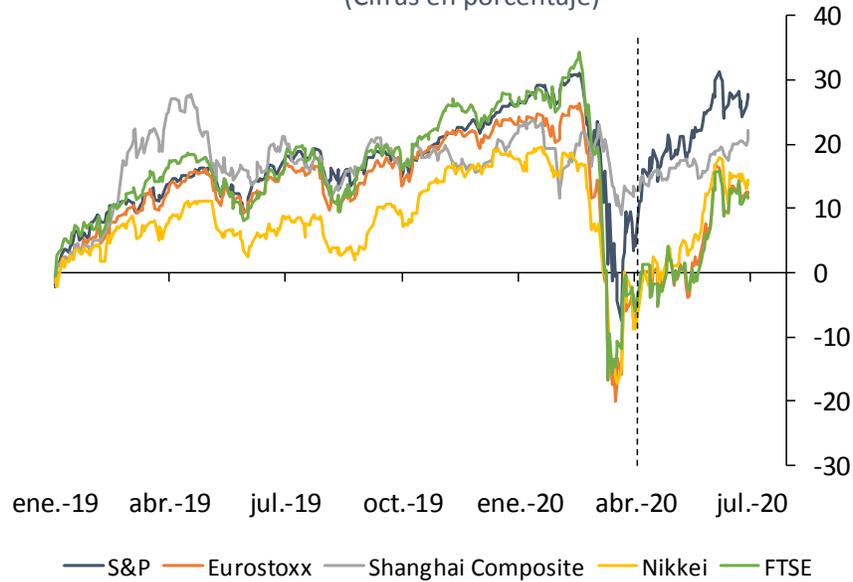
Gráfica 10. Índice de volatilidad del S&P 500 (VIX)
(Cifras en puntos base)



Como se mencionó, la política monetaria altamente acomodaticia que implementaron la mayoría de los principales Banco Centrales ha jugado un papel fundamental en la recuperación de los mercados financieros desde el comienzo de la pandemia. Las tasas de interés históricamente bajas y los programas de compra de activos otorgaron un impulso considerable a los mercados de capitales y los de deuda corporativa. De esta manera, los principales índices accionarios a nivel global revirtieron las pérdidas observadas el trimestre anterior e incluso generaron rendimientos acumulados positivos de entre 12% y 28% (Gráfica 11).

Gráfica 11. Rendimiento acumulado de los principales índices accionarios

(Cifras en porcentaje)



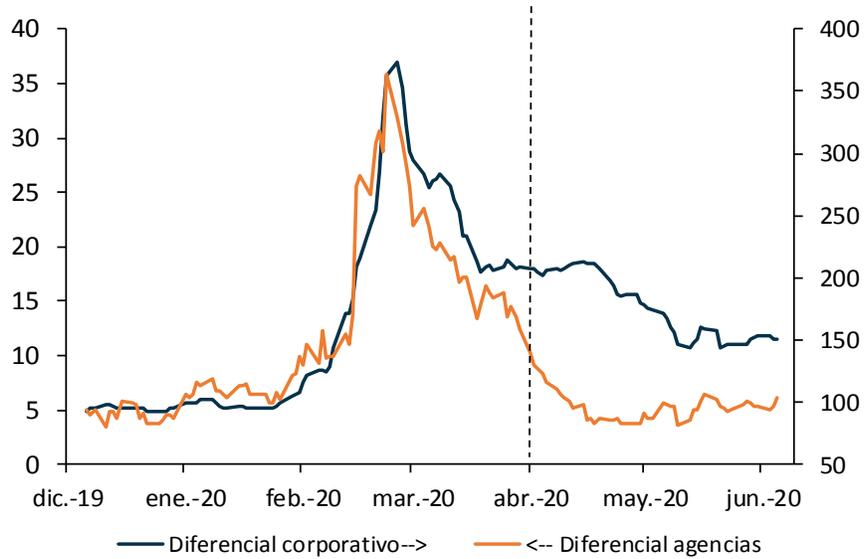
Fuente: Bloomberg

Ante un mayor apetito por riesgo, el mercado de deuda corporativa tuvo un desempeño positivo, lo que generó que el diferencial de deuda corporativa de alto grado de inversión denominada en dólares americanos disminuyera, pasando de 272 a 150 puntos base. En particular, el precio del *Exchange Traded Fund* (ETF por sus siglas en inglés) que forma parte de la cartera que administra el Fondo, mostró un aumento de 4.9%. De manera similar, el diferencial de tasas de los bonos de agencias gubernamentales y de notas del Tesoro de EE.UU. se redujo 17 puntos base ubicándose en 5 puntos base al cierre del trimestre (Gráfica 12).

En cuanto a las tasas de interés de las notas del Tesoro de EE.UU. la política monetaria implementada por la Reserva Federal mantuvo las tasas de interés relativamente ancladas. En este sentido, como se puede observar en la gráfica 13, los cambios en las tasas fueron acotados, con decrementos de 10 puntos base únicamente en los sectores de medio y corto plazo.

Gráfica 12. Diferencial entre las tasas de agencias gubernamentales y deuda corporativa de alto grado de inversión respecto de las notas del Tesoro de EE.UU.

(Cifras en puntos base)



Fuente: Bloomberg

NOTA: Diferencial de agencias- La diferencia entre la tasa de agencias gubernamentales con un vencimiento entre 1 y 3 años y la tasa de la nota del Tesoro de vencimiento equivalente. Se pondera por monto vigente de mercado.

Diferencial corporativo - La diferencia entre la tasa de bonos de grado de inversión con vencimiento entre 1 y 10 años y la tasa de la nota del Tesoro con vencimiento equivalente. Se pondera por capitalización de mercado.

Gráfica 13. Tasas de las notas del Tesoro de EE.UU.

(Cifras en porcentaje)

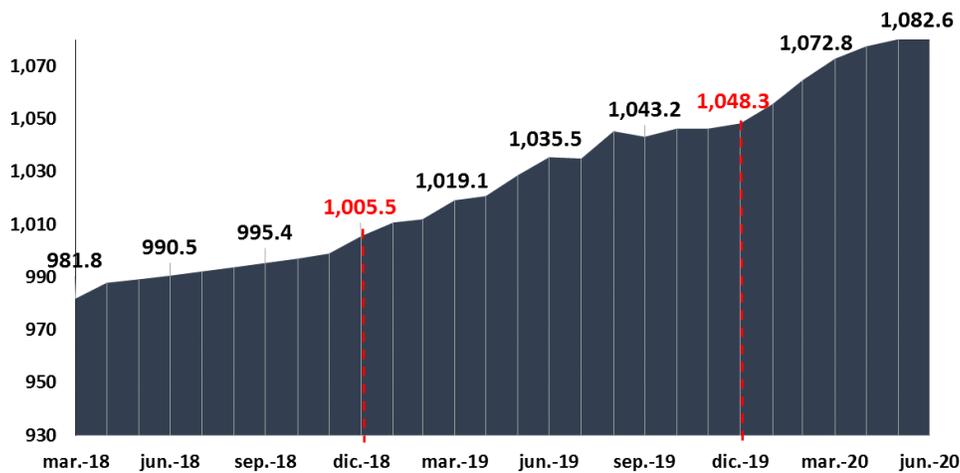


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

En el trimestre la cartera de inversión de la reserva generó un rendimiento de 0.9%⁵, 12 puntos base por arriba de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la reserva ascendió a 1,082.6 millones de dólares. En lo que va del año, la cartera acumuló ganancias de 34.2 millones de dólares, un rendimiento de 3.3% en el semestre, lo que equivale a un rendimiento anualizado de 6.7%.

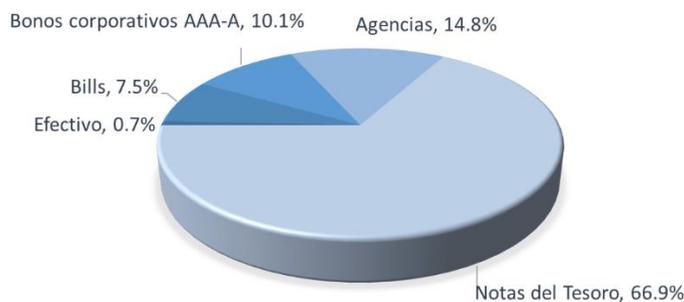
Gráfica 14. Valor de la reserva del Fondo
(Cifras en millones de dólares)



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 junio 2020



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

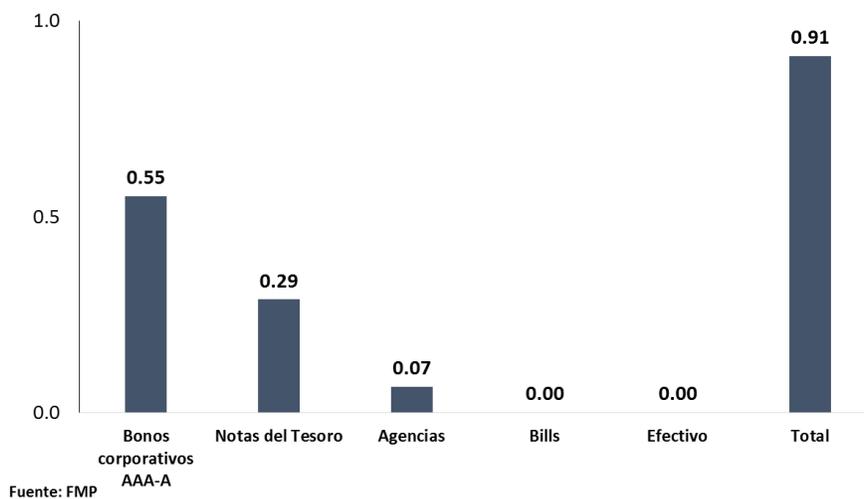
Fuente: FMP

⁵ Derivado de la volatilidad que se presentó recientemente en los mercados financieros se realizó un ajuste para precisar el cálculo del rendimiento. Dicho ajuste tuvo un impacto marginal en el rendimiento reportado en el Informe Trimestral correspondiente al periodo de enero a marzo del presente año, específicamente en el sector corporativo cuya contribución al retorno pasó de 0.10% a 0.13%, lo que a su vez implicó un incremento en el rendimiento total en el periodo de 2.31% a 2.34%, 15 puntos base arriba de la cartera parámetro.

El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño de los bonos corporativos que aportaron 55 puntos base del rendimiento total. Esto se debe, como se mencionó anteriormente, a las políticas altamente acomodaticias por parte de los bancos centrales que motivaron a los inversionistas a buscar activos que ofrecieran mayor rendimiento. Posteriormente, las notas del Tesoro de EE.UU. contribuyeron con 29 puntos base del rendimiento en el trimestre debido a la disminución que presentaron las tasas de las notas del Tesoro de corto plazo. (Gráficas 16 y 17).

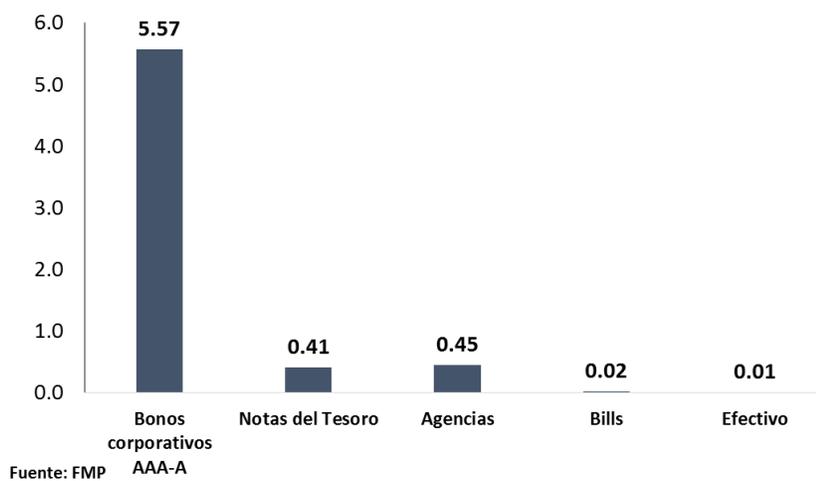
Gráfica 16. Contribución al rendimiento por tipo de activo

(Cifras en porcentaje)



Gráfica 17. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo

(Cifras en porcentaje)

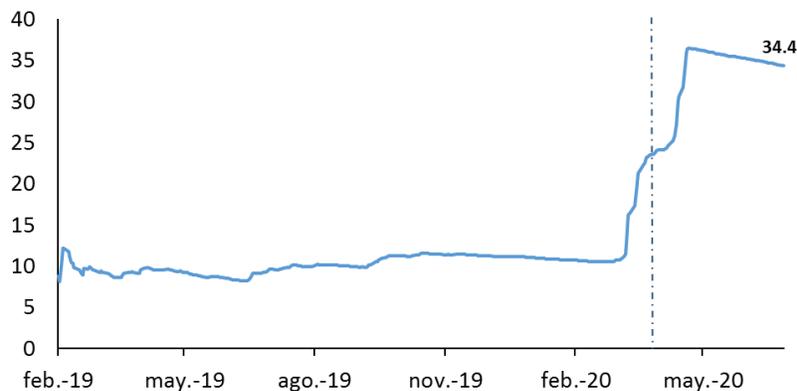


2.2. Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*⁶ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 34.4 puntos base, debajo del límite máximo permitido que es de 50 puntos base. Dicha métrica tuvo un incremento en el periodo derivado de la volatilidad que se registró en los mercados financieros, específicamente durante marzo y abril, como consecuencia de la pandemia.

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



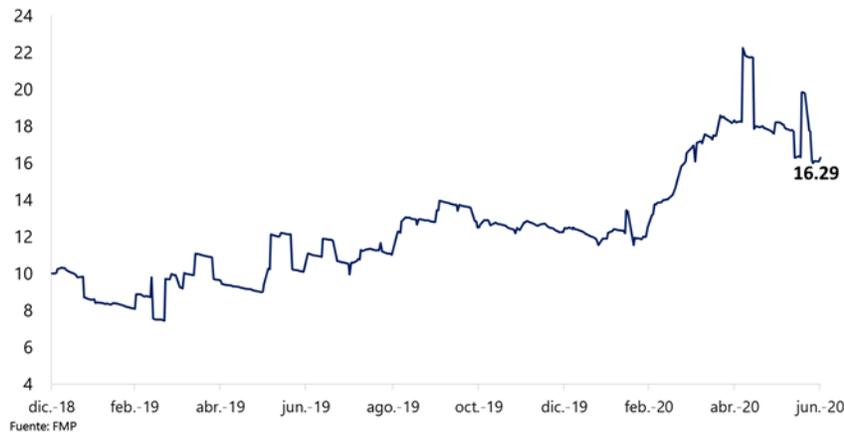
Fuente: FMP

Por otra parte, el Valor de Riesgo⁷ (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 16.3 puntos base (Gráfica 19) contra 16.9 puntos base al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 1.8 millones de dólares en un día. Las bonos corporativos fueron el activo que aportó la mayor contribución al VaR total de la cartera de inversión con alrededor del 50%, seguidos por las notas del Tesoro de EE.UU. con una contribución del 42%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 8% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 20).

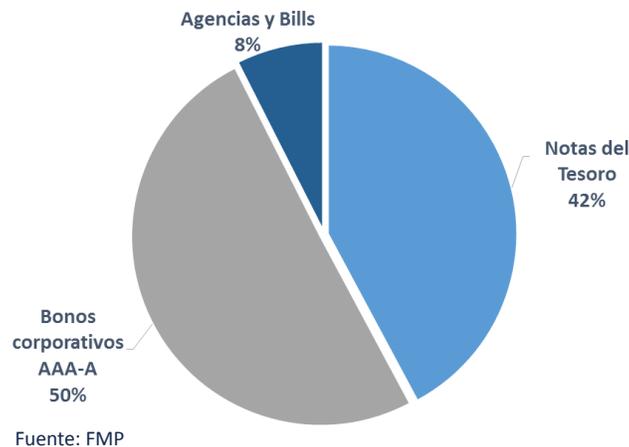
⁶ El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son puntos base.

⁷ 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 30 de junio.

Tabla 6. Desglose de los instrumentos que conforman la cartera de inversión por calificación crediticia

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
81%	10%	8%	0%	1%

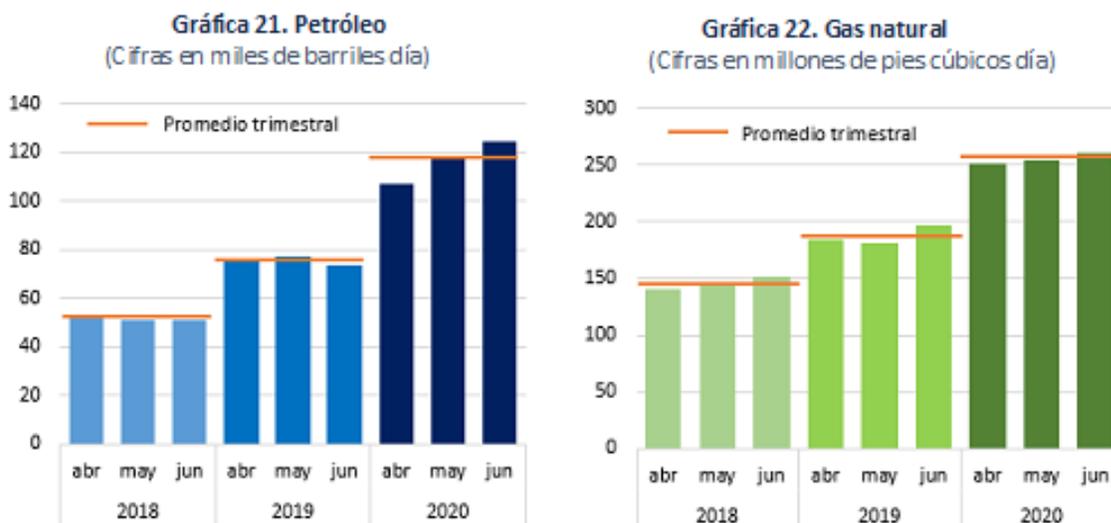
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

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

Al respecto, durante este trimestre se produjeron en promedio 117 mil barriles diarios de petróleo (mbd), destacando que durante junio⁸ se observó un máximo histórico de 125 mbd. El volumen promedio diario observado de este trimestre fue 55% superior al del mismo trimestre de 2019.

Por otro lado, el promedio del volumen diario de gas natural del trimestre 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 40%.

Gráficas de producción de hidrocarburos^{1/}



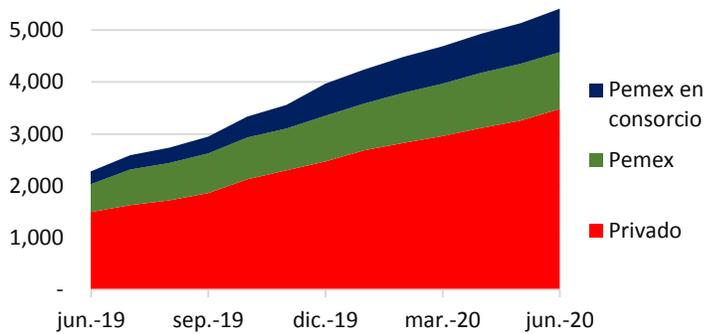
^{1/} Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se realizó el cálculo de contraprestaciones

El 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 725 millones de dólares (mdd) durante el segundo trimestre de 2020. Del total reportado, el 65% corresponde a contratos de producción compartida y el restante fue de contratos bajo la modalidad de licencia. Así, el acumulado de las inversiones registradas en el Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC) desde 2015 asciende a 5,416 mdd.

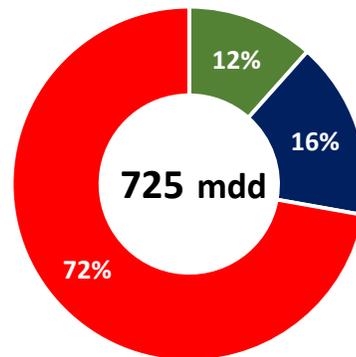
⁸ Se refiere al volumen producido en mayo que fue utilizado en el cálculo realizado en junio de 2020

Durante este trimestre la inversión de las empresas privadas en contratos fue de 523 mdd, lo que representa casi tres cuartas partes del monto total registrado.

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



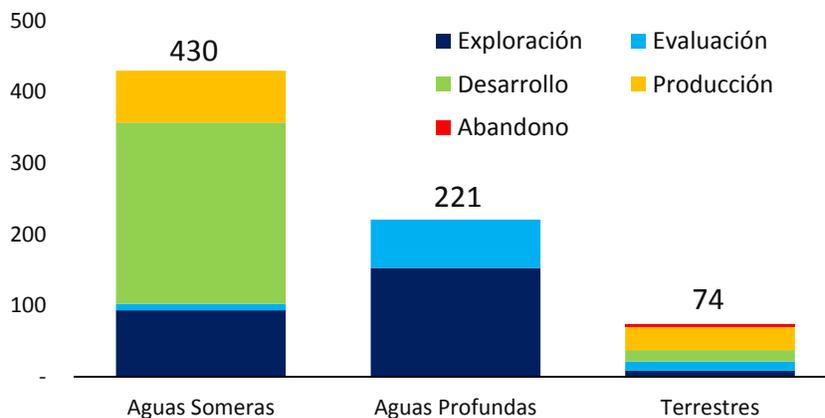
Gráfica 24. Distribución de inversión por tipo de contratista
(Porcentaje)



Los 5 contratos con mayor inversión en el trimestre representan el 59% del total y corresponden a: Eni en los campos Amoca-Mitzón-Tecoalli (148 mdd) y en el campo Cuencas del Sureste (33 mdd), el consorcio formado por Hokchi Energy y E&P en el campo Hokchi (92 mdd), Pemex en los campos Ek-Balam (84 mdd) y el consorcio formado por BHP Billiton-Pemex en el campo Trion (69 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 de mayor inversión (430 mdd), seguidos de las áreas en aguas profundas que registraron inversiones por 221 mdd.

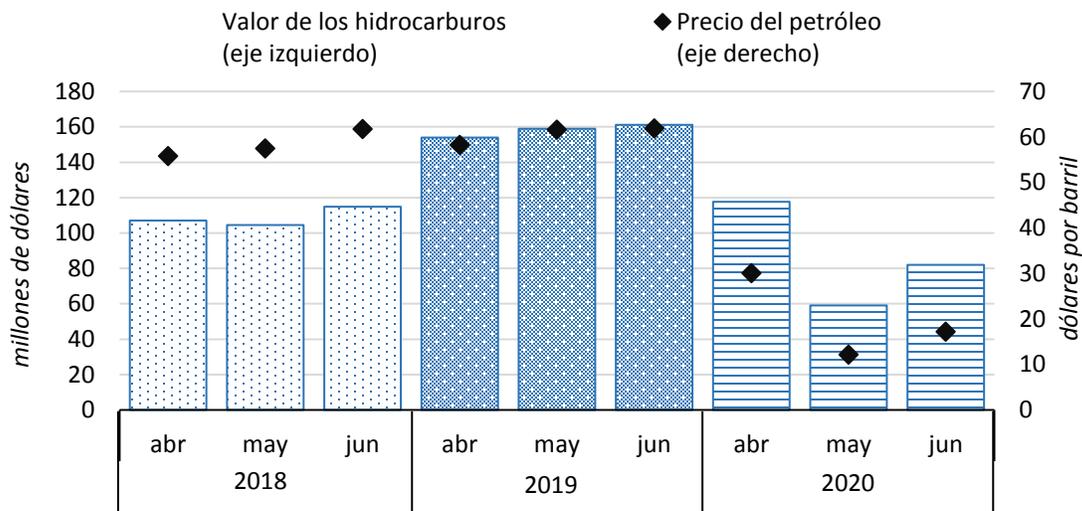
Gráfica 25. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad
abril-junio
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP

Por su parte, el valor contractual de los hidrocarburos (VCH) en el trimestre ascendió a 259 mdd, monto menor en 45% respecto del calculado por el FMP en el mismo trimestre del 2019. El aumento en la producción de crudo de 55% no alcanzó a compensar la caída en el precio contractual del petróleo de 68% respecto al mismo periodo de 2019

Gráfica 26. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo^{1/}
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)

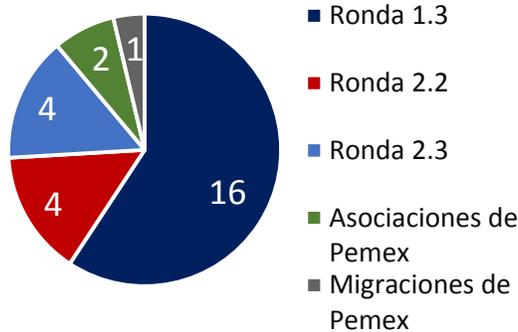


^{1/} Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.

3.1 Contratos de licencia con producción

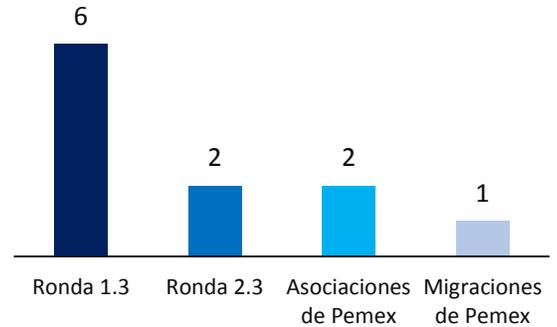
Durante el periodo, 27 de los 76 contratos de licencia presentaron producción, de los cuales 11 registraron producción de petróleo y 24 de gas natural.

Gráfica 27. Número de contratos de licencia con producción



Fuente: FMP

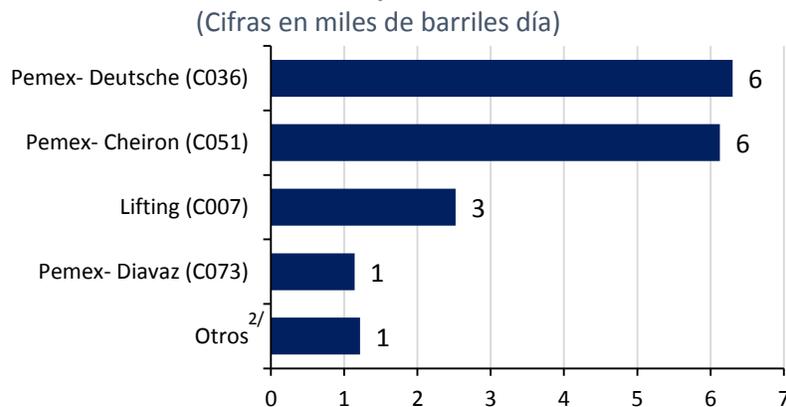
Gráfica 28. Número de contratos de licencia con producción de petróleo



Fuente: FMP

Para estos 27 contratos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos⁹ (CNH) registró en el sistema informático del Fondo una producción agregada de 17 mbd de petróleo y 83 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Gráfica 29. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contratista^{1/2/3/} abril-junio



^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2020.

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

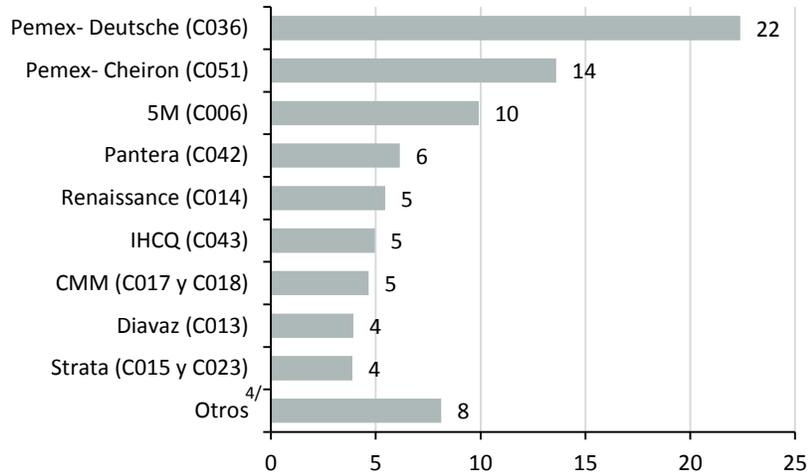
^{3/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

⁹ 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^{1/2/3/}
 abril-junio
 (Cifras en millones de pies cúbicos día)



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

^{2/} Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2020.

^{3/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

^{4/} Corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Perseus (C012), Dunas (C019), Gs (C022), Jaguar (C045) y Pemex- Diavaz (C073)

Fuente: FMP.

El Fondo determinó que el VCH alcanzó 50 mdd, mientras que el cálculo de regalías ascendió a 14 mdd.

Tabla 7. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías calculadas por el Fondo^{1/2/}
 abril-junio
 (Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
abr-20	24,216,195	1,505,626	5,593,379	7,099,004
may-20	12,466,937	659,538	2,755,490	3,415,028
jun-20	13,436,380	718,192	3,076,091	3,794,282
Total	50,119,512	2,883,355	11,424,959	14,308,315

^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2020.

^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo

La regalía base del periodo fue de casi 3 mdd. Cabe destacar que dado los niveles de precios de los hidrocarburos, en esta ocasión sólo se activaron dos tasas de regalía progresivas en el periodo.

Tabla 8. Regalía Base
 abril-junio
 (Cifras en porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima ^{1/}	Tasa máxima ^{1/}	Tasa calculada ^{2/}	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	7.50%	7.50%	2,471,900	85.73%
Gas natural asociado	0.90%	6.00%	2.60%	239,187	8.30%
Gas natural no asociado	0.00%	6.10%	0.00%	109	0.00%
Condensados	5.00%	5.00%	5.00%	172,158	5.97%
Total				2,883,355	100%

^{1/} Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH.

^{2/} 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 regalía adicional calculada como un porcentaje sobre el VCH de cada contrato, la tasa proviene de lo ofrecido por los contratistas en las licitaciones¹⁰, el monto total calculado para el periodo fue de 11.4 mdd.

Tabla 9. Regalía Adicional
 abril-junio
 (Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ^{1/}	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Asociaciones de Pemex	13%	34,643,487	4,503,653	39%
Migraciones	13%	2,456,166	319,302	3%
Ronda 1.3	55%	10,666,637	5,874,035	51%
Ronda 2.2	26%	1,087,923	280,749	2%
Ronda 2.3	35%	1,265,299	447,221	4%
Total		50,119,512	11,424,959	100%

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

Es importante destacar que durante este periodo, la CNH informó al Fondo que mediante la resolución CNH.E.18.001/2020 del 7 de mayo de 2020, el Órgano de Gobierno de la CNH reconoció la existencia del Caso Fortuito o Fuerza Mayor solicitado por el contratista Lifting respecto del contrato con registro fiduciario RF-C007-2016-004, correspondiente al área contractual Cuichapa Poniente. De conformidad con lo dispuesto en la citada resolución queda suspendida la obligación de pago de contraprestaciones a favor del Estado respecto de los periodos de diciembre de 2019, enero y febrero de 2020 hasta el cese del Caso Fortuito o de Fuerza Mayor.

¹⁰ En el caso de las asociaciones y migraciones, el Estado define el porcentaje de regalía adicional que hasta el momento ha sido de 13%.

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 23 certificados de pago y retuvo 45, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes.

Derivado del “Segundo Acuerdo modificatorio al Acuerdo por el que se modifica el diverso que declara la suspensión de plazos y términos en los actos y procedimientos sustanciados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos” en abril, mayo y junio no se recibieron, por parte de esa Comisión, las actas donde se establece el volumen de los hidrocarburos y el VCH. Por tal motivo el Fondo se ha encontrado imposibilitado para emitir los certificados de pago de los contratos que pese a estar al corriente de sus obligaciones, requieren de las actas para su emisión. En este supuesto se ubican, un total de 8 certificados de pago de los contratos de la ronda 1.3.

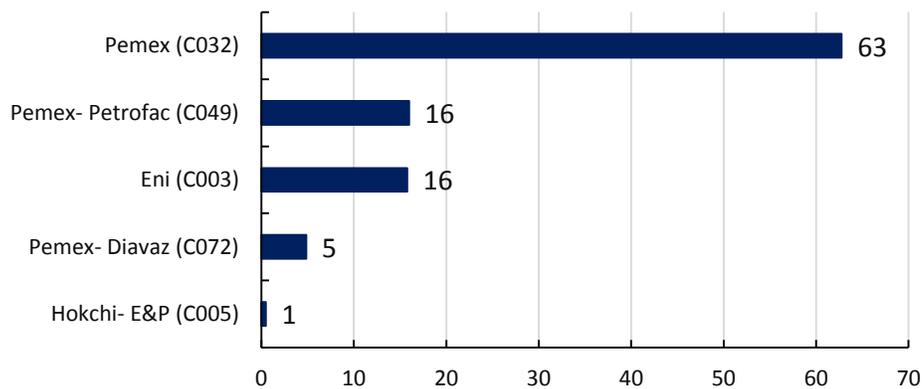
3.2 Contratos de producción compartida con producción

En el trimestre, 6 de los 35 contratos de producción compartida produjeron al menos un hidrocarburo, de los cuales 4 reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato reportó producción de gas natural no asociado y condensados y otro sólo reportó producción de petróleo. La producción promedio de los contratos de producción compartida durante el periodo fue de 100 mil barriles diarios de petróleo y 173 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 (C032) y Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT) operado por Eni (C003). En junio¹¹ alcanzaron una producción de 68 mbd y 18 mbd respectivamente, ambas cifras son máximos históricos desde el inicio de vigencia de los contratos. El crecimiento observado en estos campos durante el trimestre fue de 17% para Ek-Balam y 42% para AMT.

Destaca que por segunda ocasión un contratista distinto a Pemex inició la etapa de producción comercial de hidrocarburos. El consorcio integrado por las empresas Hokchi Energy y E&P Hidrocarburos, cuyo contrato fue adjudicado en la ronda licitatoria 1.2 en enero de 2016, comenzó con producción regular a finales de mayo de 2020 con un promedio diario de 0.5 miles de barriles día. De acuerdo con información de CNH se espera que para 2022 se alcance el pico de producción con cerca de 30 mbd.

Gráfica 31. Promedio diario de volumen de petróleo producido^{1/2/3/}
 abril-junio
 (Cifras en miles de barriles día)



^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2020.

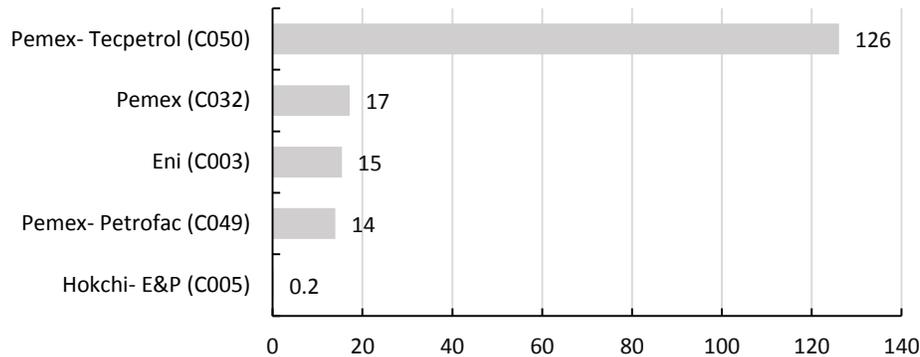
^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

^{3/} Hokchi-E&P (C005) comenzó su producción regular en mayo de 2020.

Fuente: FMP.

¹¹ Se refiere al volumen producido en mayo que fue utilizado en el cálculo de junio de 2020.

Gráfica 32. Promedio diario de volumen de gas natural producido ^{1/2/3/4/}
 abril-junio
 (Cifras en millones de pies cúbicos día)



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

^{2/} Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2020.

^{3/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

^{4/} Hokchi (C005) comenzó su producción comercial en mayo de 2020.

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 10. Valor contractual de los hidrocarburos ^{1/2/}
 abril-junio
 (Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Petróleo	Gas natural	Condensados
abr-20	93,438,046	81,554,548	9,695,279	2,188,219
may-20	46,592,607	36,206,286	8,551,781	1,834,540
jun-20	68,568,188	58,406,509	9,450,138	711,541
Total	208,598,841	176,167,343	27,697,199	4,734,300

^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril, mayo de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2020.

^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.



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

Tabla 11. Distribución final de las contraprestaciones en especie ^{1/2/}
abril-junio

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (miles de millones de BTU)	Condensados (miles de barriles)
Estado	2,952	2,452	35
Contratista	6,192	13,904	186
Total	9,144	16,355	221

^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril, mayo de 2020, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2020.

^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Debido al “Acuerdo por el que se declara la suspensión de plazos y términos en los actos y procedimientos sustanciados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos” por motivos de la contingencia ante el COVID 19, el Fondo se ha encontrado imposibilitado para emitir los certificados de pago de los contratos, ya que para la emisión de los mismos se requiere de las actas suscritas entre CNH y los contratistas referentes a los volúmenes por hidrocarburo y a su valor contractual. En este supuesto se ubican 5 certificados de pago correspondientes a los dos contratos de la Ronda 1.2 que se encuentran en producción comercial regular.

Adicionalmente en el trimestre, como parte del proceso del cálculo de contraprestaciones de producción compartida, se realizó un ajuste a la contabilidad de costos del contrato Ek-Balam de Pemex (C032), debido a cambios aprobados por la CNH para los presupuestos de 2019 y 2020. En particular, el presupuesto 2019 fue modificado a la baja en 270 mdd pasando 1,186 mdd a 916 mdd, mientras que el presupuesto para 2020 se incrementó 121 mdd, pasando de 1,168 mdd a 1,289 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 48.9 mdd por concepto de comercialización de hidrocarburos de los 110.8 mdd esperados por dicho concepto. El monto recibido provino de Trafigura por concepto del volumen vendido de la producción de enero. Se informó a las autoridades del retraso.

**Tabla 12. Ingresos por comercialización^{1/2/}**
abril-junio

(Cifras en millones de dólares)

Concepto	Importe ^{3/}
Trafigura ^{4/}	48.9
CFEnergía ^{5/}	-
Total	48.9

^{1/} De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072) y Eni (C003).^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.^{3/} Son importes netos de la contraprestación del comercializador.^{4/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.^{5/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

Los ingresos recibidos corresponden a la comercialización de 896,362 barriles de hidrocarburos líquidos que tuvo lugar en enero de 2020 de los 5 contratos de producción compartida que contaban con producción comercial regular en ese momento y no incluyen ingresos derivados de la comercialización de hidrocarburos gaseosos del segundo trimestre de 2020. Lo anterior, a pesar de que la CNH reportó comercialización tanto de hidrocarburos líquidos y gaseosos para 5 contratos de producción compartida durante todo el periodo. El Fondo informó a la CNH y a la SHCP acerca de la falta de pago.

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

Tabla 13. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado^{1/}abril-junio
(Cifras en dólares)

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
Trafigura ^{2/}	161,345
CFEnergía ^{3/}	-
Total	161,345

^{1/} De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072) y Eni (C003).^{2/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.^{3/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 181 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión.¹²

3.3 Análisis de los contratos - Expectativas económicas de largo plazo del área contractual Amoca, Mizton y Tecolli (AMT), operado por la empresa Eni (C003)

Con el fin de dar a conocer las condiciones y la evolución de las distintas áreas contractuales, se realizarán diversos análisis respecto de los resultados y expectativas de distintos contratos, con el objetivo de proveer mayor información acerca del progreso de las actividades realizadas por diversos contratistas, así como lo que se puede esperar hacia futuro de estos campos.

En esta ocasión se eligió realizar un análisis del complejo AMT, ya que en julio de 2020 cumple un año de haber iniciado la producción comercial regular de hidrocarburos.

La empresa de origen italiano Eni, en su carácter de operador del área contractual AMT, fue la primera empresa privada en extraer hidrocarburos en campos que no habían sido desarrollados anteriormente por Pemex. Como se mencionó previamente, la producción de junio de este año ascendió a 18 mbd, convirtiéndose en el segundo mayor productor de petróleo de los contratos. De acuerdo con el Plan de Desarrollo aprobado por la CNH¹³ (Plan de Desarrollo), el contratista ha implementado una estrategia de producción con la que podría alcanzar un promedio anual de 90 mbd de petróleo entre 2022 y 2025.

Para lograr dichos volúmenes de producción, se prevé una inversión aproximada del proyecto de 7,400 millones de dólares¹⁴. Cabe recordar que el riesgo de estas inversiones recae únicamente en el contratista¹⁵. Así, al cierre de junio de 2020, Eni ha reportado inversiones por 953 mdd, la cual se ha aplicado en distintas actividades entre las que destacan la perforación de 6 pozos, la construcción de la plataforma Amoca WHP-1 y la unidad flotante de procesamiento, almacenamiento y descarga de producción (FPSO). Esta última permitirá maximizar la producción a partir del tercer trimestre de 2021, ya que actualmente la producción del complejo AMT se encuentra limitado por la infraestructura existente en la zona que es insuficiente para explotar el potencial del área.

A continuación, se presenta un ejercicio en el que se estiman las contraprestaciones del Estado y del contratista durante la vida del contrato y hasta su vencimiento en noviembre de 2040. Para efectos del mismo, se utilizaron los datos observados de producción, precios e inversiones de noviembre de 2015 a junio de 2020¹⁶, mientras que para los periodos comprendidos entre junio de 2020 y noviembre de 2040 se consideró lo siguiente:

¹² 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.

¹³ El Plan de Desarrollo de AMT fue aprobado por la CNH en julio de 2018 y modificado en junio de 2019.

¹⁴ La inversión aproximada resulta de considerar los montos reportados en el SIPAC a junio de 2020 y las estimaciones del Plan de Desarrollo hacia adelante.

¹⁵ En el sentido que la pérdida potencial es asumida por las empresas mientras que el Estado sí participa de las potenciales ganancias (como el caso de AMT).

¹⁶ La información de producción, precios e inversiones fue reportada en el SIPAC en junio de 2020 y corresponde a mayo de 2020.

- Producción e inversiones: se consideraron las cifras estimadas en el Plan de Desarrollo.
- Precio del petróleo: se consideró el pronóstico de precios de largo plazo¹⁷ para el WTI de Wood Mackenzie menos un diferencial de 4 dpb, correspondiente al promedio histórico de julio de 2014 a junio de 2020. Con dicho pronóstico, el precio promedio estimado es de 90 dpb.
- Precio del gas: se consideró el precio contractual de Eni promedio observado durante los periodos de producción comercial regular de 2.2 dólares por MMBtu, mismo que se mantuvo constante hasta 2040.

Al segundo trimestre de 2020 el VCH acumulado del proyecto es de 168 mdd, de los que el Estado ha obtenido el 34.7% por concepto de pago de contraprestaciones. Sin embargo, se estima que al vencimiento del contrato el VCH acumulado ascienda a 27,176 mdd, de los cuales el 62.6% correspondería al Estado. Este incremento en las contraprestaciones del Estado es resultado de dos factores:

1. **La disminución en la recuperación de costos.** A partir de marzo de 2023 se estima que esta contraprestación a favor del contratista dejará de alcanzar el límite permitido en el contrato, es decir, el 60% del VCH más los ingresos adicionales. Con una menor recuperación de costos, la utilidad operativa del proyecto aumentaría, incrementando así las contraprestaciones a favor del Estado.

$$Utilidad\ Operativa\ total_t = VCH_t - Regalías_t - \textit{Recuperación de Costos}_t$$

En el caso de Eni, éste resulta ser el principal factor que explica el incremento de las contraprestaciones a favor del Estado. De no ser por este efecto, el Estado continuaría recibiendo alrededor del 34.7% del VCH hasta el final de la vida del contrato.

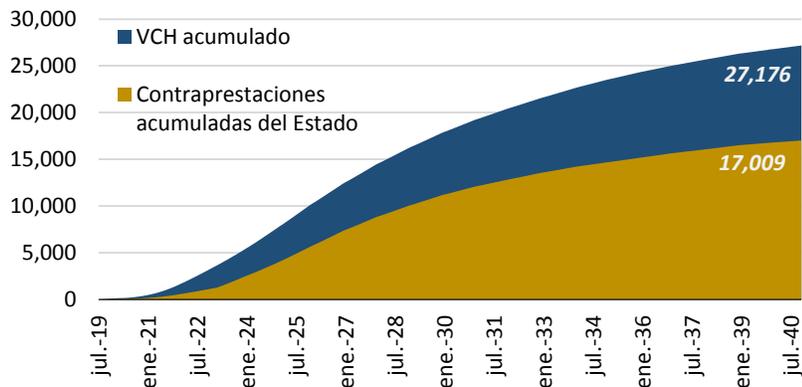
2. **La activación del Mecanismo de Ajuste (MA).** A partir de julio de 2029 se estima que se podría activar el MA, por lo que la participación del Estado en la utilidad operativa pasaría de 83.75%¹⁸ a 84.85% en su punto más alto. La incidencia de este factor es mínima en comparación con la de la disminución en la recuperación de costos.

Dado lo anterior, suponiendo que el MA no se activara y manteniendo la reducción en la recuperación de costos antes mencionada, se estima que el Estado podría recibir 62.4% del VCH al final de la vida del contrato, por lo que la activación del MA tiene una incidencia de sólo 2 puntos porcentuales en el aumento de las contraprestaciones del Estado.

¹⁷ Estimaciones del precio del WTI a 2040 publicadas por Wood Mackenzie en el reporte "Macro Oils Long-Term Outlook" en junio de 2020.

¹⁸ Porcentaje ofrecido por el contratista al momento de la licitación.

Gráfica 33. Contraprestaciones del Estado equivalentes en efectivo a 2040
(Millones de dólares)



Fuente: FMP con información de CNH

Con base en el ejercicio aquí presentado, Eni invertirá cerca de 7,400 mdd para lograr una producción total en AMT de 346 Mmb de crudo y 222 MMmpc de gas con un valor aproximado de 27,176 mdd.

Se estima que el proyecto podría brindar ingresos al Estado por contraprestaciones de 17,009 mdd a lo largo de la vida del contrato, de los cuales el 88% son atribuibles a la contraprestación por utilidad operativa.

De acuerdo con lo establecido en el contrato, a su vencimiento las inversiones en infraestructura que hayan sido recuperadas al contratista a través de la contraprestación denominada recuperación de costos serán propiedad del Estado. Es decir, al vencimiento del contrato, el FPSO que Eni haya utilizado para producción, procesamiento y almacenamiento de los hidrocarburos será propiedad del Estado, así como el resto de las inversiones en capital que se hayan recuperado al contratista las cuales se estiman en 1,623 mdd.

En resumen, con base en los supuestos presentados, al vencimiento del contrato el Estado podría recibir un poco más de 18,600 mdd a partir de las inversiones realizadas por el contratista.

4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México

Estos honorarios se desglosan por concepto y cubren al Banco de México los gastos necesarios para la debida operación del Fondo que durante el trimestre reportado ascendieron a 30,034,930 pesos.

Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México^{1/}
 abril-junio
 (Cifras en millones de pesos)

Concepto	2o Trimestre
Recursos Humanos	11.9
Costos de Ocupación	1.5
Tecnologías de la Información	12.1
Otros Gastos de Operación	0.4
Subtotal	25.9
IVA	4.1
Total	30.0

^{1/} 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. Seguimiento a las revisiones de la Auditoría Superior de la Federación (ASF)

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.

Es importante mencionar que debido a la emergencia sanitaria por el COVID-19 la ASF publicó en el Diario Oficial de la Federación diversos acuerdos mediante los cuales suspendió los plazos y términos legales en sus actuaciones o requerimientos.

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 29 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, respecto de los siguientes temas: **a)** Contrataciones administrativas, de recursos humanos y materiales del Fondo; **b)** Diversa información respecto de la integración y operación del Comité Técnico; **c)** Informes de las auditorías practicadas al Fondo y **d)** Plazos de pago aplicables para los contratistas.

ii. Talleres para contratistas

Con el objetivo de promover la capacitación continua de los contratistas en temas relacionados con los procesos operativos, y a su vez atendiendo las medidas preventivas con motivo de la emergencia sanitaria, el jueves 25 de junio el Fondo realizó el primer taller virtual denominado “Operación de Contratistas con el Fondo Mexicano del Petróleo”, donde se contó con la participación de la SHCP, la CNH y el Servicio de Administración Tributaria (SAT).

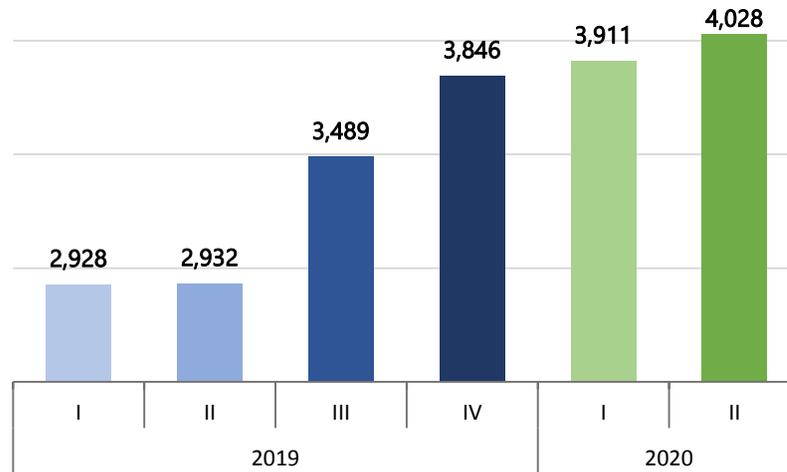
El taller contó con 125 asistentes y tuvo la finalidad de explicar y resolver dudas relacionados con: i) Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de hidrocarburos (SIPAC); ii) Procesos y tiempos para el cálculo de contraprestaciones; iii) Mecanismos para la entrega de recursos y pago de contraprestaciones en efectivo; iv) Especificaciones para el llenado de las plantillas correspondientes a costos, gastos e inversiones del SIPAC; entre otros.

iii. Publicación de estadísticas

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

Al cierre de junio de 2020 el Fondo publicó un total de 4,028 series estadísticas divididas en 413 cuadros, lo que representa un incremento en el número de series de 37% respecto de mismo trimestre del año anterior.

Gráfica 34. Evolución del número de series estadísticas por trimestre



Fuente: FMP

iv. Operación del Fondo

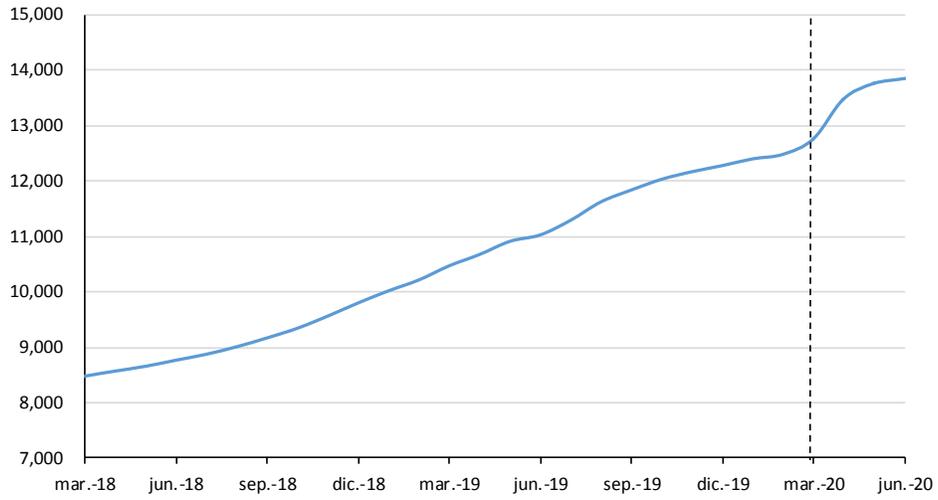
Derivado de la emergencia sanitaria, el personal del Fondo ha desempeñado las actividades bajo un esquema de trabajo a distancia con base en las estrategias definidas en el plan de continuidad operativa de cada proceso, garantizando los mecanismos de control y la segregación de funciones en línea con la normatividad vigente. Asimismo, se ha dado cumplimiento en tiempo y forma a todas las obligaciones a las que por ley el Fondo está obligado.

v. Estrategia de comunicación

Durante este trimestre el Fondo continuó publicando, a través de la cuenta de Twitter, la evolución de sus ingresos y de la producción de los distintos contratos, así como tweets informativos acerca de otros países productores de crudo.

Cabe mencionar que al cierre del trimestre, esta cuenta, contaba con cerca de 14 mil seguidores, lo que representó un aumento de aproximadamente mil seguidores con respecto al trimestre anterior.

Gráfica 35. Seguidores a la cuenta de Twitter del Fondo
(Cifras en unidades)



Fuente: FMP

Anexo. Estados financieros