

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
abril - junio 2021**

Ciudad de México, 29 de julio de 2021



FMP

Informe trimestral abril-junio 2021

INFORME TRIMESTRAL ABRIL-JUNIO 2021

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

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



Contenido

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	
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 destinos previstos en la Ley del Fondo.	6
1.3. Registro del Fiduciario	9
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	
2.1. Administración de la cartera de inversión	10
a. Condiciones económicas	10
b. Desempeño de la cartera de inversión	14
2.2. Administración de riesgos	17
a. Cumplimiento de límites de riesgo	17
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión	19
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS	
3.1 Contratos de licencia con producción	23
3.2 Contratos de producción compartida con producción	30
3.3 Adeudos al Estado derivados de las actividades de extracción de hidrocarburos	34
4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México	36
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo	36
4.3. Otras actividades relevantes	36
a. Transparencia y acceso a la información pública	36
b. Control Interno	38
Anexo. Estados financieros	39

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 553 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 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 69,712 millones de pesos¹.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 73.9% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 25.5% y los de exploración el 0.5%.

En la siguiente tabla se muestra el desglose de los ingresos por asignaciones:

Tabla 1. Ingresos por asignaciones

(Cifras en millones de pesos)

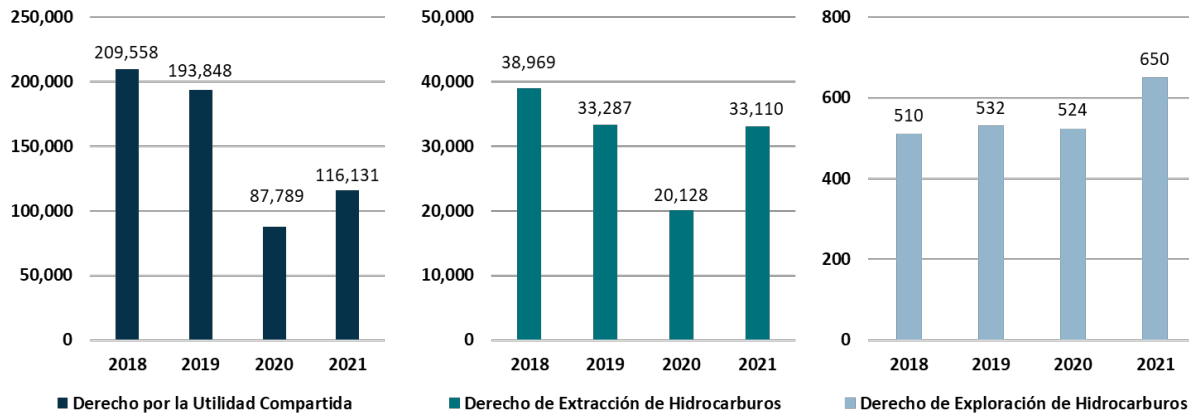
	abril - junio 2020	abril - junio 2021	Δ% (2021 vs. 2020)
Derecho por la Utilidad Compartida	16,001	51,551	222%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	7,117	17,805	150%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	263	357	36%
Total	23,381	69,712	198%

Destaca el incremento en los ingresos, tanto por el derecho por la utilidad compartida como por el derecho de extracción de hidrocarburos respecto al mismo periodo del año anterior. Esto se debe a que durante el segundo trimestre del 2020 el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación alcanzó mínimos históricos, mientras que este año ha mostrado una significativa recuperación presentando un incremento de cerca de 50%, alcanzando precios no vistos desde finales de 2018.

Para efectos comparativos, a continuación se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al periodo de enero a junio de los ejercicios 2018 a 2021 (Gráfica 1):

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	374	
Regalía Adicional		22
Regalía Base		8
Penas convencionales^{3/}		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular		275
Total	374	304

^{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 (DOF)). 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.

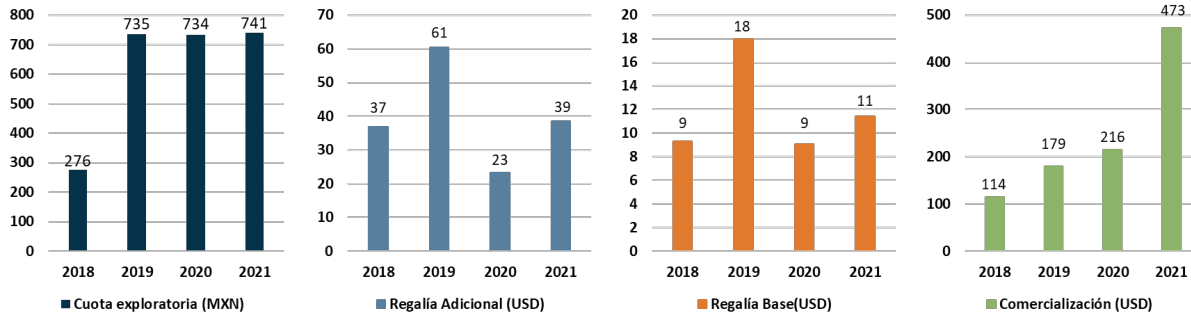
^{3/} Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 9,141 dólares.

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 2018 a 2021:

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



Como se puede observar en la gráfica 2, los ingresos por comercialización recibidos durante el primer semestre de 2021 son considerablemente mayores a los de años anteriores. Lo anterior se explica principalmente por el aumento en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional a inicios de este año, así como por los pagos pendientes que el Fondo recibió por parte de Trafigura, S.A. de C.V. y de CFenergía, S.A. de C.V. por concepto de comercialización de hidrocarburos correspondiente a 2020.

1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los destinos previstos en la Ley del Fondo.

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 ordinarias¹
 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	732
IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética^{2/}	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	5
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	76,003
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	43
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	75,960
Total	76,740

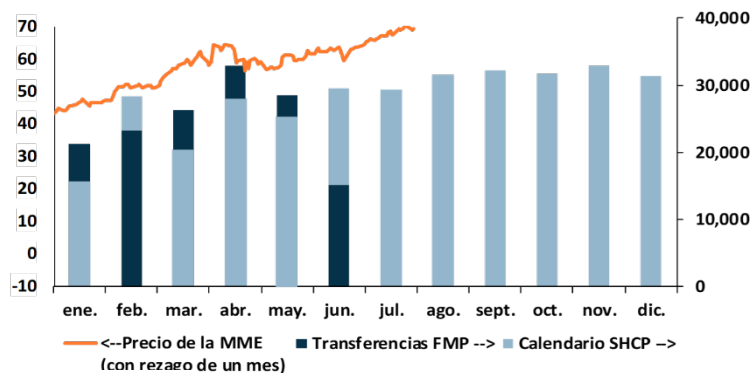
^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

^{2/} A partir de 2021, este rubro reemplazó a los Fondos de Ciencia y Tecnología, en atención a las reformas realizadas a diversos ordenamientos legales, mediante Decreto publicado en el DOF el 6 de noviembre de 2020.

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el segundo trimestre ascendieron a 76,740 millones de pesos, acumulando así en lo que va del año, un total de 147,622 millones de pesos correspondientes al ejercicio 2021, equivalentes al 0.6% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica 2021 (CGPE). Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2021 estimó para este ejercicio fiscal transferencias por 343,039 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 1.4% del PIB.

La siguiente gráfica (Gráfica 3) muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario determinado por la SHCP y la relación que ambas guardan con el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación.

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

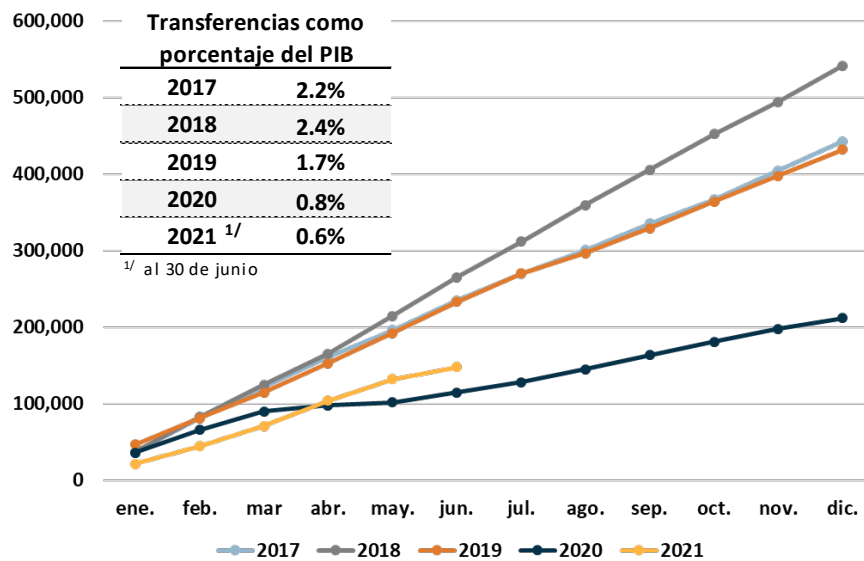


Fuente: FMP

La disminución en el monto de los recursos transferidos a la Tesofe durante el mes de junio se explica por la autorización que le fue otorgada a Pemex para cubrir hasta en dos parcialidades el pago provisional del derecho por la utilidad compartida correspondiente al mes de mayo de 2021⁵. Al cierre de junio, el Fondo transfirió a la Tesofe únicamente los recursos correspondientes a la primera parcialidad, mientras que los correspondientes a la segunda parcialidad deberán recibirse por el Fondo a más tardar el 9 de julio de 2021, los cuales conforme a lo indicado por la SHCP, deberán ser transferidos a la Tesofe el día hábil siguiente a aquel en que se reciban dichos recursos.

Para efectos comparativos, a continuación se muestran las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB previstos en los CGPE, correspondientes a los ejercicios 2017 a 2021 (Gráfica 4):

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



⁵ Regla 13.5 de la Quinta versión anticipada de la Segunda Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2021 y su Anexo 1-A, publicada el 25 de junio de 2021 en la página de internet del Servicio de Administración Tributaria.

1.3. Registro del Fiduciario

Durante el segundo trimestre del 2021, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la inscripción de 15 nuevos títulos y la modificación de 9 títulos de asignación, para lo cual esa empresa productiva del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro.

El Fondo verificó que dicha documentación estuviera completa y expidió a favor de Pemex la constancia de inscripción correspondiente. Al cierre del trimestre, el registro del fiduciario se integra por los contratos y asignaciones siguientes:

Tabla 4. Contratos inscritos al 30 de junio de 2021

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

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

^{2/} 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 2021^{1/}

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	275
Asignación de exploración	71
Asignación de exploración y extracción	23
Asignación de resguardo	45
Total	414

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

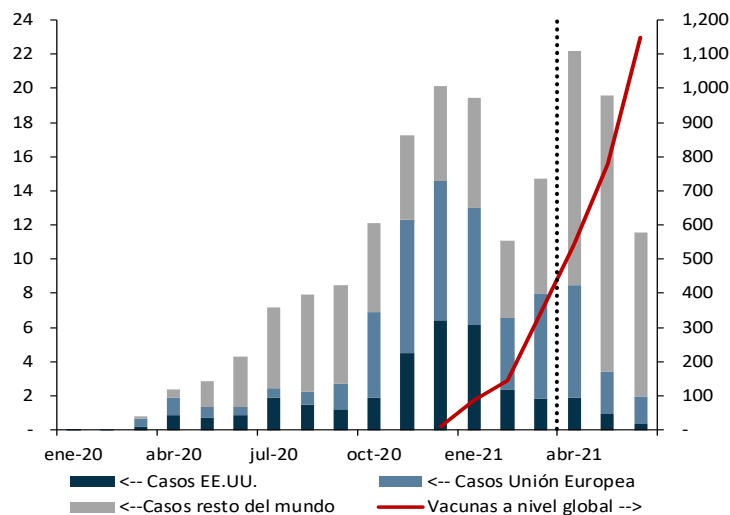
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

Durante el segundo trimestre de 2021 predominó entre los inversionistas un sentimiento de mayor optimismo respecto a la recuperación de la actividad económica a nivel global. A pesar del resurgimiento de la variante Delta de Coronavirus (COVID-19), el número de contagios diarios continuó en descenso, incluso en Estados Unidos (EE.UU.) se alcanzaron niveles mínimos no observados desde abril 2020 cuando apenas comenzaba a desarrollarse la pandemia. Lo anterior en gran parte debido a que la campaña de vacunación continuó avanzando de manera significativa en dicho país, así como ha sucedido en otros países desarrollados. Al cierre del periodo que se reporta, tanto en EE.UU. como en la Unión Europea se han suministrado aproximadamente 350 millones de dosis de la vacuna contra el COVID-19 (Gráfica 5).

Gráfica 5. Aumento mensual de casos y vacunación acumulada
(Cifras en millones)

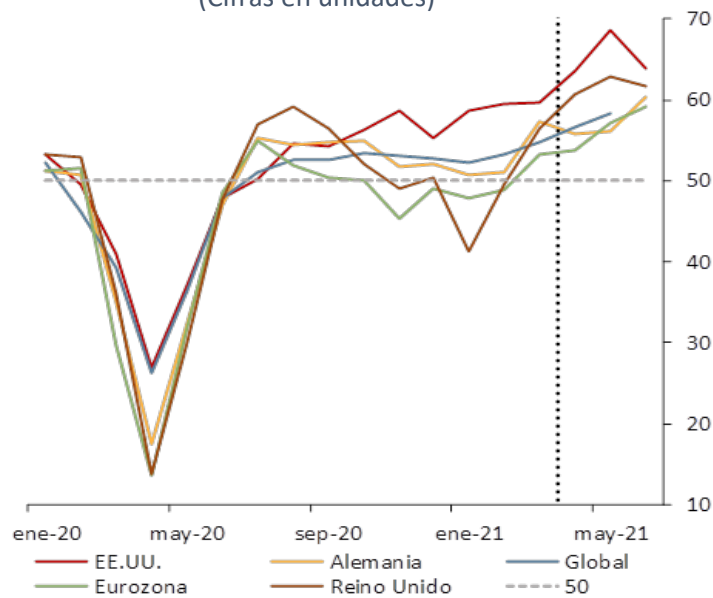


Fuente: Bloomberg

Lo anterior resultó en una recuperación importante de los principales indicadores de actividad económica, y en cierta medida del sector laboral. En el detalle, la tasa de desempleo en EE.UU. pasó de 6.3% a inicios del 2021 a 5.9% al cierre de junio, mientras que los indicadores adelantados de PMI Compuestos⁶ mostraron una clara tendencia al alza y se mantienen en niveles que sugieren una expansión económica (Gráfica 6). Asimismo, el índice de precios al consumidor subyacente correspondiente a mayo se ubicó en 3.8%, su máximo desde 1992.

⁶ *Purchasing Manager's Index* Compuesto (PMI por sus siglas en inglés; en español índices de gestores de compras) son indicadores adelantados obtenidos de encuestas realizadas a negocios del sector manufacturero y de servicios. Algunos de los rubros que considera la encuesta son niveles de producción, órdenes, inventarios, precios y empleo. Una lectura por encima de 50 unidades se considera en expansión, mientras que por debajo de tal número significa contracción.

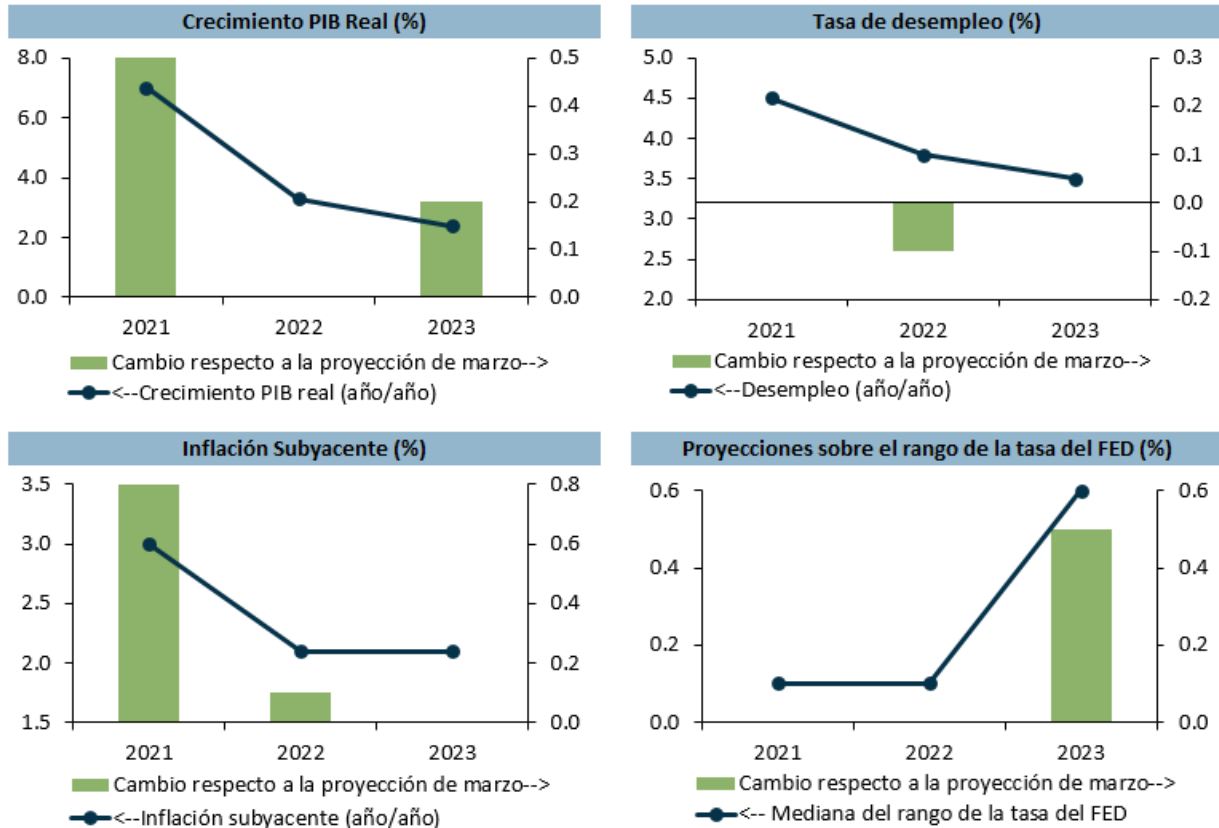
Gráfica 6. Encuesta Indicadores adelantados PMI Compuesto para países seleccionados
(Cifras en unidades)



Fuente: Bloomberg

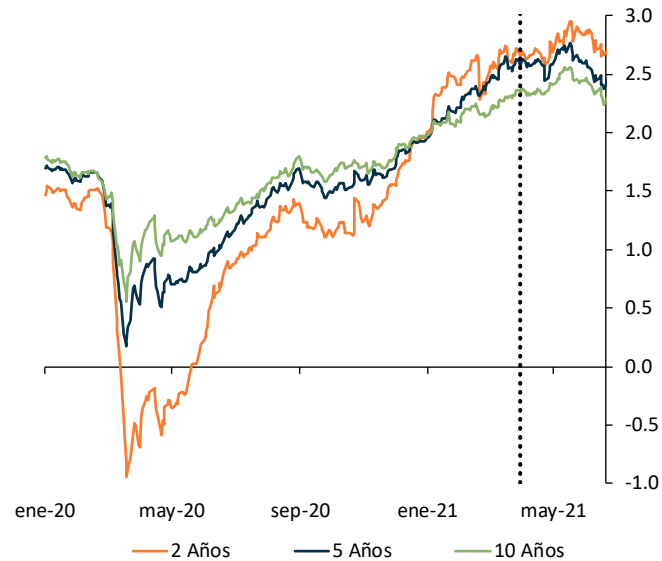
Los principales bancos centrales continuaron reafirmando su compromiso por mantener una postura monetaria expansiva hasta que las condiciones económicas y financieras sean apropiadas para alcanzar sus objetivos de inflación y empleo, sin embargo sobresalió que durante el trimestre algunos de ellos moderaron esta retórica acomodaticia. En la última reunión de política monetaria del Banco de la Reserva Federal (FED), destacaron los cambios que hizo a sus estimaciones de algunos indicadores económicos para los próximos años, entre ellos, revisaron al alza los pronósticos de crecimiento, además de que esperan una disminución más acelerada en la tasa de desempleo y anticipan mayores niveles de inflación respecto a lo previamente estimado. Ante este escenario económico, el FED ajustó sus proyecciones sobre la trayectoria de la tasa de referencia de manera que ahora apuntan a dos aumentos de 25 puntos base en 2023 cuando anteriormente no se anticipaban incrementos sino hasta 2024 (Gráfica 7).

Gráfica 7. Proyecciones de la última reunión del Fed
(Porcentaje)



Por otra parte, como se mencionó, se ha observado un incremento generalizado de precios que las autoridades monetarias de las principales economías han atribuido a efectos transitorios. Sin embargo, recientemente el FED ha reconocido que estas presiones inflacionarias podrían ser más duraderas a lo previamente anticipado, por lo que durante el segundo trimestre las expectativas de inflación, medidas por los diferenciales entre las tasas reales y nominales, alcanzaron niveles máximos para el sector de 2 y 10 años, no observados desde marzo 2007 y enero 2013, respectivamente (Gráfica 8). De igual manera, las encuestas realizadas a consumidores respecto de sus expectativas de inflación han mostrado una clara tendencia al alza.

Gráfica 8. Diferencial entre las tasas nominales y reales de las notas del Tesoro de EE.UU (Breakevens)
(Porcentaje)

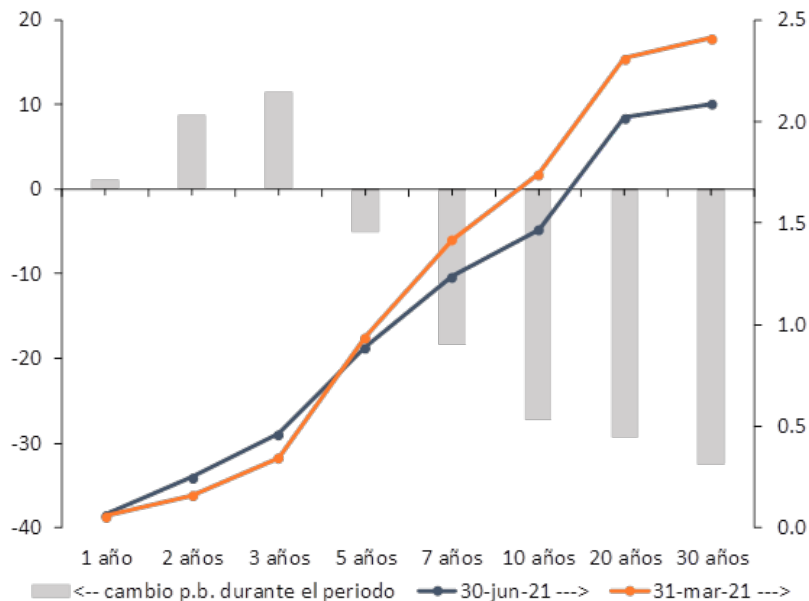


Fuente: Bloomberg

Ante las perspectivas de una recuperación acelerada para la economía norteamericana, los mercados financieros internacionales presentaron movimientos consistentes con un sentimiento de apetito por activos de dicha región, reflejado en un alza en los índices accionarios de EE.UU. de hasta 11% así como una fortaleza generalizada del dólar. Respecto a las notas del Tesoro de EE.UU., la curva soberana presentó un aplanamiento de 36 puntos base, destacando la disminución de las tasas del sector de 10 años en 27 puntos base mientras que las del nodo de 2 años aumentaron 9 puntos base (Gráfica 9).

Por otro lado, los diferenciales entre las tasas de las notas del Tesoro de EE.UU. y las de deuda corporativa presentaron movimientos a la baja de 10 puntos ubicándose en 81 puntos base, mientras que el diferencial de agencias se cerró 2 puntos para cerrar el periodo en 0 puntos base.

Gráfica 9. Curva de Notas del Tesoro de EE.UU.
(Puntos base y porcentaje)

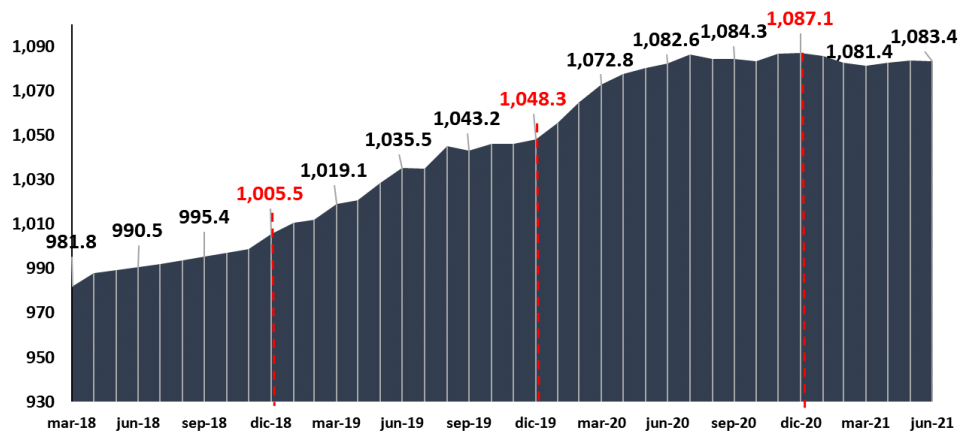


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

La cartera de inversión de la reserva generó un rendimiento de 0.18%, 12 puntos base por debajo de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la reserva cerró el trimestre en 1,083.4 millones de dólares (mdd). Esto se debe principalmente al desempeño del sector corporativo como se explica más adelante. El rendimiento acumulado desde que inició la administración activa en diciembre de 2018 asciende a 7.7%, 10 puntos base por encima de la cartera parámetro.

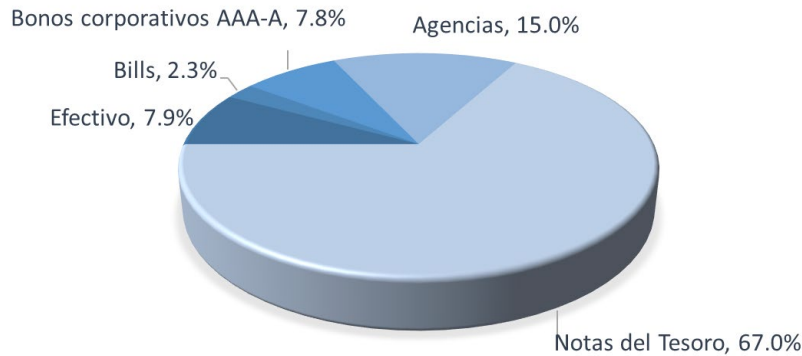
Gráfica 10. Valor de la reserva del Fondo
(Cifras en millones de dólares)



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 11. Composición de la cartera de inversión al cierre de junio 2021

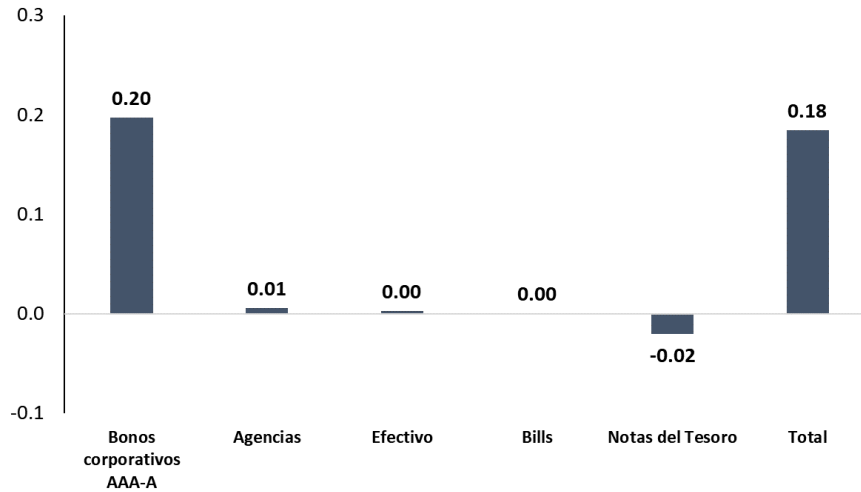


Rendimiento a vencimiento (%)	0.4
Duración modificada (%)	2.2

Fuente: FMP

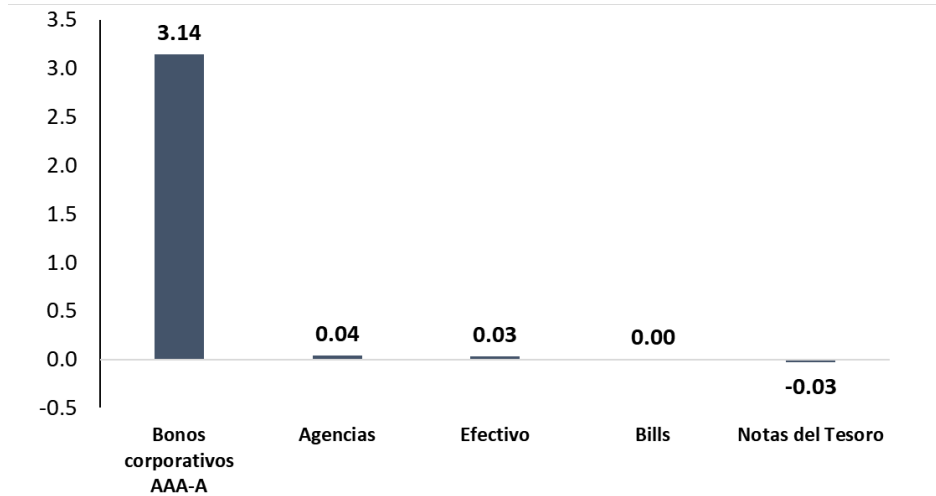
El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño de los bonos corporativos, los cuales contribuyeron con 20 puntos base al rendimiento total. Lo anterior, debido al incremento en el precio del ETF (*Exchange Traded Fund* por sus siglas en inglés) de bonos corporativos que forman parte de la cartera de inversión, el cual aumentó más de 3% en el trimestre, reflejando la búsqueda de rendimiento por parte de inversionistas ante la caída en las tasas de largo plazo de las notas del Tesoro de EE.UU. (Gráficas 12 y 13).

Gráfica 12. Contribución al rendimiento por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

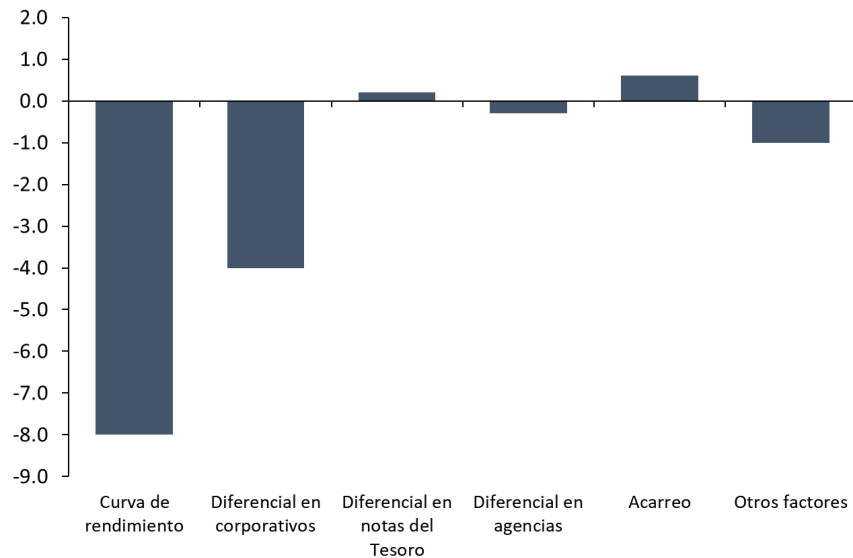
Gráfica 13. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

En el detalle, los 12 puntos base de diferencia en el rendimiento trimestral entre ambas carteras se pueden explicar por diversos factores⁷, destacando los movimientos asociados a la curva de rendimiento y al diferencial entre el precio de las notas del Tesoro respecto del de corporativos, que contribuyeron negativamente con 8 y 4 puntos base, respectivamente (Gráfica 14). Lo anterior, debido a que la cartera de inversión mantuvo en promedio una duración menor a la de la cartera parámetro, específicamente en el sector de bonos corporativos.

Gráfica 14. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

2.2. Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

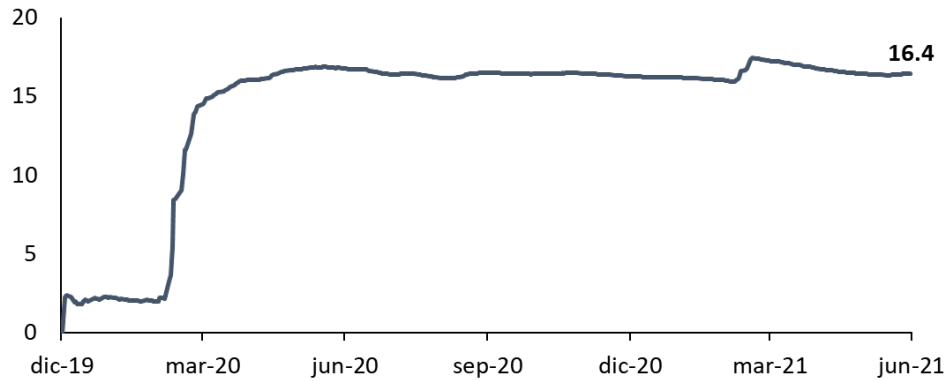
Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*⁸ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 16.4 puntos base, debajo del límite máximo permitido de 50 puntos base.

⁷ En el modelo de atribución por factores destacan los siguientes: 1) Curva de rendimiento: el cambio en las tasas de los distintos sectores de la curva; 2) Diferencial en corporativos: se refiere al diferencial entre las tasas de los bonos corporativos y las notas del Tesoro; 3) Diferencial en notas del Tesoro: se refiere al diferencial entre las tasas de las notas del Tesoro de emisiones pasadas (“*off the run*”) contra las de referencia que son las más líquidas (“*on-the-run*”); 4) Diferencial en agencias: se refiere al diferencial entre las tasas de las agencias gubernamentales y de las notas del Tesoro; 5) Retorno en el tiempo (acarreo): rendimiento asociado por mantener un instrumento a lo largo del tiempo; 6) Otros factores: se refiere a lo que no se pudo explicar a través del modelo de factores de renta fija o residual.

⁸ El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son puntos base.

**Gráfica 15. Tracking Error de la cartera de inversión**

(Cifras en puntos base)

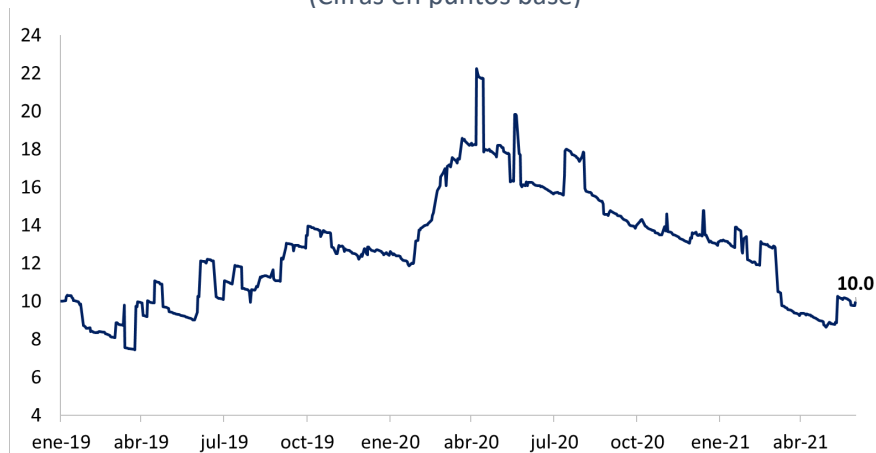


Fuente: FMP

Por otra parte, el Valor de Riesgo⁹ (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 10 puntos base (Gráfica 16) contra 12.9 puntos base al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 1.1 mdd en un día. Los bonos corporativos fueron los activos que aportaron la mayor contribución al VaR de la cartera de inversión con alrededor del 48%, seguidos por las notas del Tesoro de EE.UU. con una contribución del 44%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 8% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 17).

Gráfica 16. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión

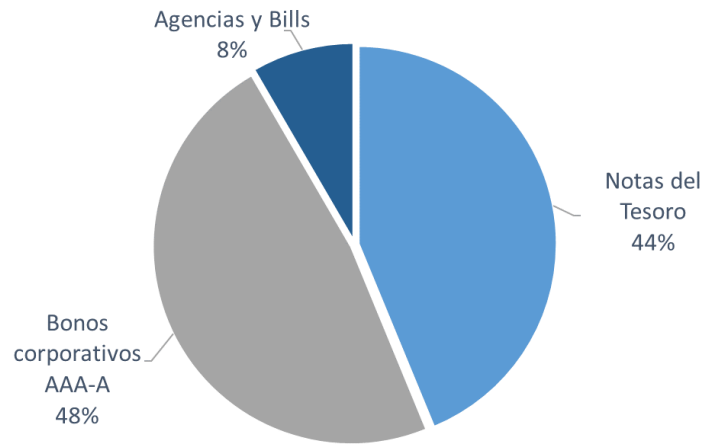
(Cifras en puntos base)



Fuente: FMP

⁹ 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 17. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión



Fuente: FMP

b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

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

Tabla 6. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de junio

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
90%	3%	6%	0%	1%

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

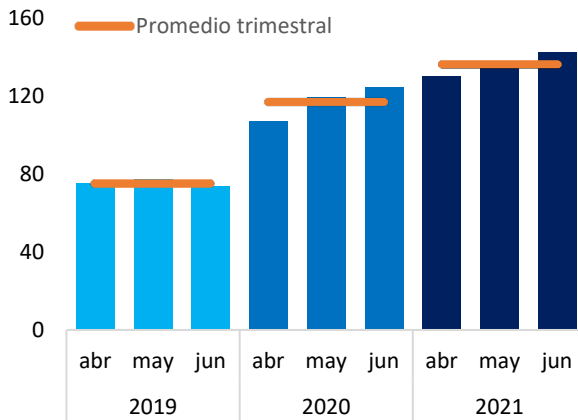
Al término del segundo trimestre del 2021, el Fondo llevó a cabo la administración de los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

En junio¹⁰ la producción de petróleo fue en promedio de 142.4 miles de barriles día (mbd) alcanzando un nuevo máximo histórico. Durante este trimestre la extracción de dicho hidrocarburo promedió 135.8 mbd, lo que representa un incremento anual de 16%. Destacan los campos, Ek-Balam, Amoca-Miztón-Tecoalli y Santuario-El Golpe como los mayores productores.

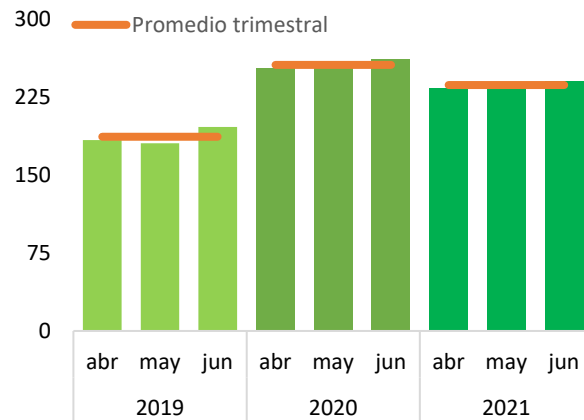
Por otro lado, el promedio del volumen diario de gas natural del trimestre fue de 236 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd). Lo anterior representa una disminución de 8% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Gráficas de producción de hidrocarburos ¹

Gráfica 18. Petróleo
 abril - junio
 (Cifras en miles de barriles día)



Gráfica 19. Gas natural
 abril - junio
 (Cifras en millones de pies cúbicos día)

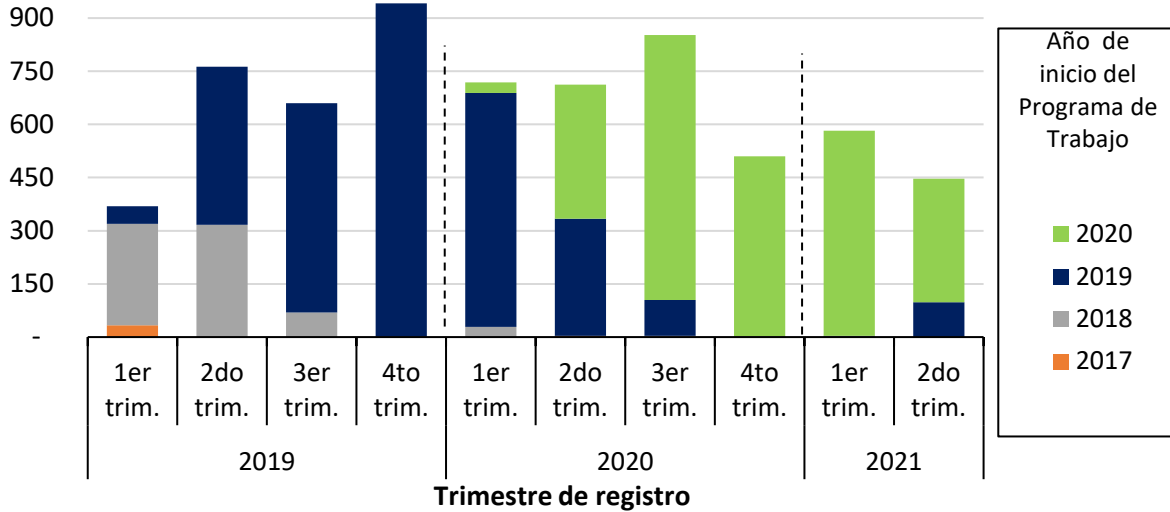


1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se realizó el cálculo de contraprestaciones.

Durante el segundo trimestre del 2021, las inversiones registradas por las empresas en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ascendieron a 447 mdd, lo anterior representa una disminución del 37% con respecto al mismo periodo del 2020. La caída se debe a que las empresas se encuentran imposibilitadas de registrar las inversiones asociadas a los Programas de Trabajo de 2021, situación que prevalece en tanto no se registren los presupuestos correspondientes ante el Fondo. Lo anterior de acuerdo con los términos establecidos en los contratos suscritos con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

¹⁰ Se refiere al volumen producido en mayo que fue utilizado en el cálculo realizado en junio de 2021.

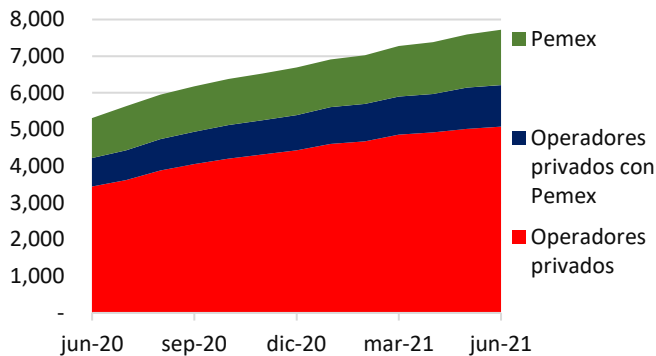
Gráfica 20. Inversiones registradas por Programa de Trabajo
(Cifras en millones de dólares)



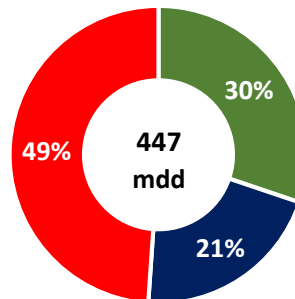
Del total reportado, el 68% corresponde a contratos de producción compartida y el restante a contratos bajo la modalidad de licencia. Así, el acumulado de las inversiones registradas desde el 2015 asciende a 7,722 mdd.

Durante este trimestre la inversión de los operadores privados fue de 310 mdd, lo que representa 70% del monto total registrado.

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



Gráfica 22. Distribución de inversión por tipo de contratista ¹
(Millones de dólares y porcentaje)

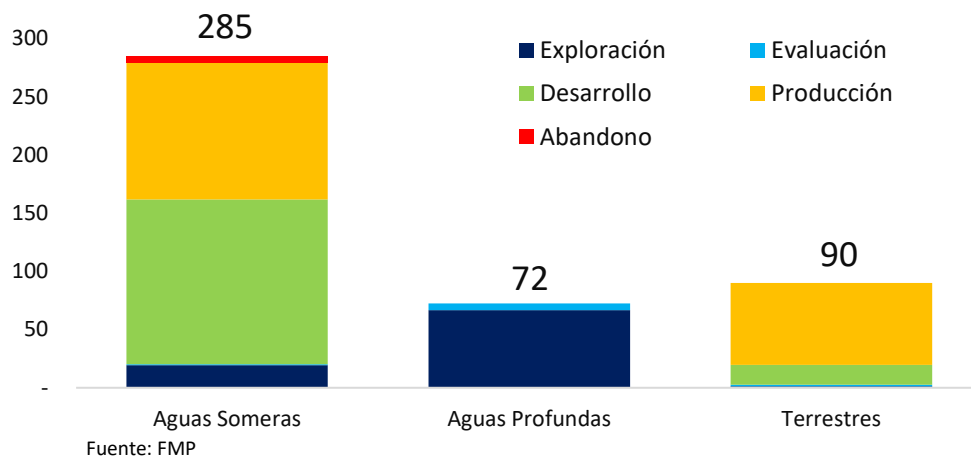


1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Los 5 contratos con mayor inversión del periodo representan el 77% del total y corresponden a Pemex con los campos Ek-Balam (137 mdd); ENI en los campos Amoca-Miztón-Tecoalli (81 mdd); Cheiron asociado con Pemex en Cárdenas-Mora (62 mdd), Fieldwood y Petrobal en los campos Ichalkil-Pokoch (42 mdd) y el consorcio conformado por Shell y QPI México en AP-PG07 (20 mdd).

En la gráfica 23 se muestran los montos registrados en el trimestre por tipo de campo y actividad donde destaca que los contratos en aguas someras continúan siendo los de mayor inversión al registrar 285 mdd, seguidos de las áreas terrestres que registraron inversiones por 90 mdd.

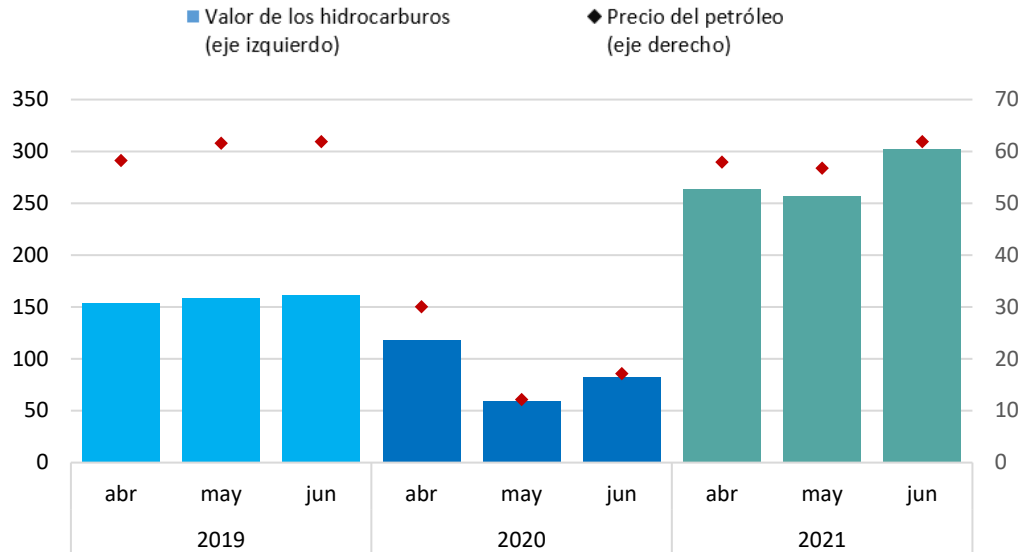
Gráfica 23. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad
 abril - junio
 (Cifras en millones de dólares)



Por su parte, el valor de los hidrocarburos producidos en el periodo, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 823 mdd monto 49% mayor con respecto a lo observado el trimestre anterior, ello se debe a un aumento tanto en la producción como en el precio contractual del petróleo de 16% y 28% respectivamente. El incremento año-año es de 218% y se explica porque el nivel de precios del petróleo fue 198% mayor.



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

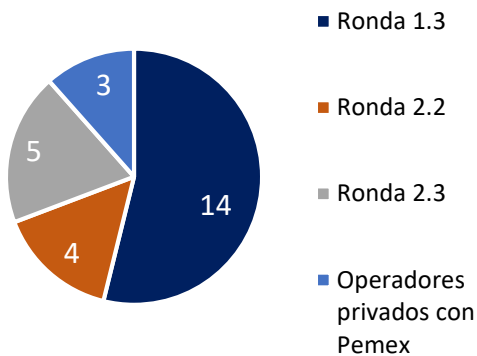


1. Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.

3.1 Contratos de licencia con producción

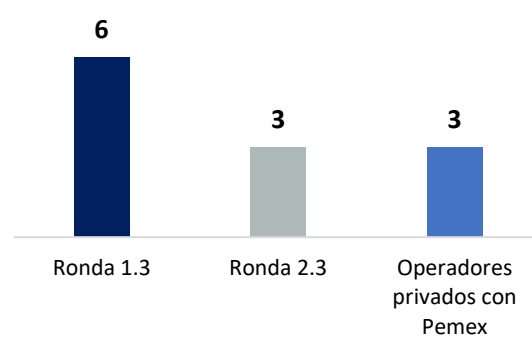
Durante el trimestre, 26 de los 76 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 12 extrajeron petróleo y 22 gas natural. La producción promedio¹¹ fue de 14 mbd de petróleo y 80 mmpcd.

Gráfica 25. Contratos de licencia con producción



Fuente:FMP

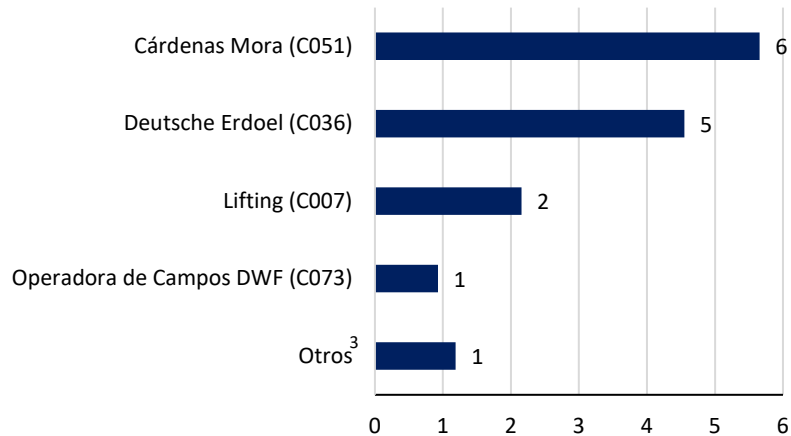
Gráfica 26. Contratos de licencia con producción de petróleo



Fuente:FMP

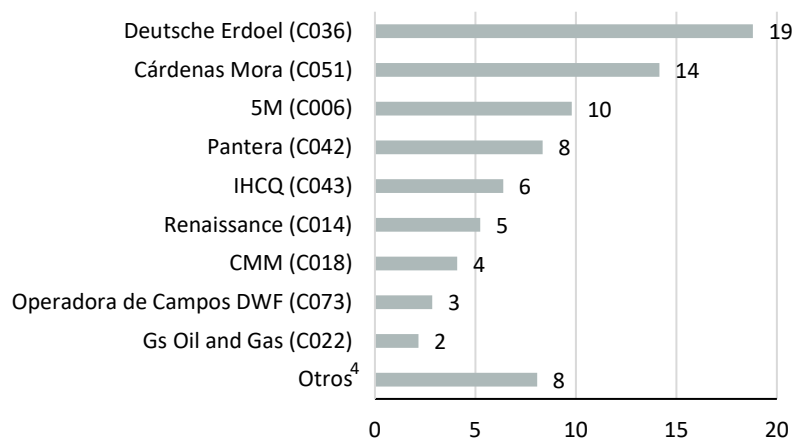
¹¹ Los contratistas y la CNH reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones correspondiente a cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que prevalece para realizar el cálculo corresponde a la información de CNH.

Gráfica 27. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contratista^{1 2}
 abril-junio
 (Cifras en miles de barriles día)



1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2021, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2021.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
3. Corresponde a los contratistas: Diavaz (C013), Jaguar (C045), Renaissance (C014), Óleum (C021), Tonalli Energía (C024) y Bloque VC 01 (C052).

Gráfica 28. 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 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2021.
 3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
 4. Corresponde a los contratistas: Strata (C015), Lifting (C007), Strata (C023), Dunas (C019), Diavaz (C013), Grupo Mareógrafo (C017) y Jaguar (C045).
- Fuente: FMP.



El Fondo determinó que el VCH alcanzó 110 mdd, de los cuales 35 mdd corresponden al cálculo de contraprestaciones a favor del Estado.

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

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
abr-21	40,249,740	3,599,692	10,036,617	13,636,309
may-21	34,265,306	2,483,919	8,115,269	10,599,188
jun-21	35,951,960	2,798,318	8,098,833	10,897,151
Total	110,467,006	8,881,929	26,250,719	35,132,648

1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2021, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2021.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

La regalía base calculada del periodo fue de 8.9 mdd. A partir de los precios observados en este periodo se detonaron 85 tasas progresivas, de las cuales 35 corresponden a petróleo, 47 a gas natural y 3 a condensados.

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

Hidrocarburo	Tasa mínima ¹	Tasa máxima ¹	Tasa promedio ²	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	9.67%	8.91%	7,170,342	80.73%
Gas natural asociado	NA	19.10%	4.23%	597,987	6.73%
Gas natural no asociado	0.00%	54.85%	7.83%	882,835	9.94%
Condensados	5.00%	9.62%	5.01%	230,765	2.60%
Total				8,881,929	100%

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

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

Asimismo, cada contrato paga una regalía adicional calculada como un porcentaje sobre el VCH, la tasa proviene de lo ofrecido por los contratistas en las licitaciones¹², el monto total calculado para el periodo fue de 26.3 mdd.

¹² En el caso de las asociaciones y migraciones, el Estado define el porcentaje de regalía adicional que hasta el momento ha sido de 13%.

Tabla 9. Regalía Adicional¹
 abril-junio
 (Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada²	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	77,965,286	10,135,487	38.6%
Ronda 1.3	54%	26,375,627	14,190,404	54.1%
Ronda 2.2	26%	2,319,736	608,679	2.3%
Ronda 2.3	35%	3,806,358	1,316,149	5.0%
Total		110,467,006	26,250,719	100%

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

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

El Fondo emitió 15 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos para aquellos contratistas al corriente de sus pagos y retuvo 63, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes.

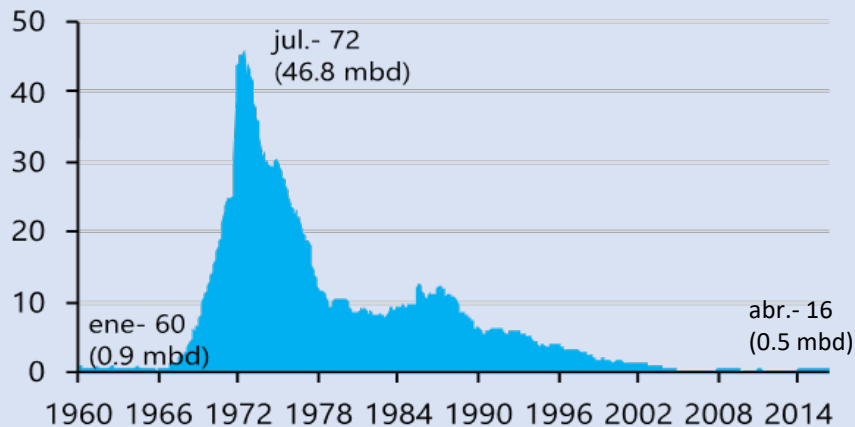
Adicionalmente, el Fondo está en espera de recibir de parte de la CNH las actas de volúmenes de producción de diversos contratos que se encuentran al corriente de sus obligaciones contractuales desde marzo de 2020 a la fecha. Por lo anterior, durante este trimestre el Fondo ha retenido 3 certificados de pago de los contratos de la ronda 1.3. que se encuentran al corriente de los pagos de contraprestaciones y requieren de dichas actas para su emisión.



Análisis del contrato en el área 7 de la ronda 1.3, Cuichapa-Poniente

El campo Cuichapa Poniente (campo o Cuichapa-P) se localiza en el Estado de Veracruz dentro del municipio de Moloacán. En el año de 1960, Petróleos Mexicanos (Pemex) inició la producción de petróleo en el campo, alcanzando el pico de productividad en 1972 con casi 47 mil barriles al día (mbd). Posteriormente, debido a la declinación natural del yacimiento, la producción comenzó a disminuir a un ritmo promedio anual del 11%.

Gráfica 29. Producción histórica de Cuichapa-P como campo de Pemex
(miles de barriles día)



Fuente: FMP con información de la CNH.

En el 2014, con motivo del cambio constitucional en materia energética, la Secretaría de Energía otorgó a Pemex la asignación de resguardo del campo y en mayo de 2016 la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) suscribió con Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V. (Lifting o contratista) el contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia (contrato) en el área contractual 7, Cuichapa Poniente.

Lifting detalló que al momento de su recepción y después de 56 años de producción por parte de Pemex, el área contractual contaba con 263 pozos de exploración de los cuales únicamente 16 estaban en operación y sólo 9 contaban con producción de petróleo y un nivel de extracción de 500 barriles diarios. Se determinó que la baja productividad de los pozos se debía al tipo de roca del yacimiento, ya que las areniscas, con el paso del tiempo y la constante explotación, tienden a obstruir los canales de flujo del yacimiento hacia los pozos.

Para solucionar la problemática del flujo e incrementar su producción, el plan de desarrollo del contratista contempla 5,105 reparaciones menores como, limpieza de pozos e instalación de bombas en un sistema artificial de producción y 80 reparaciones mayores, incluyendo aquellas que requieren de infraestructura extra, como es el caso de un cambio en los estratos de producción.

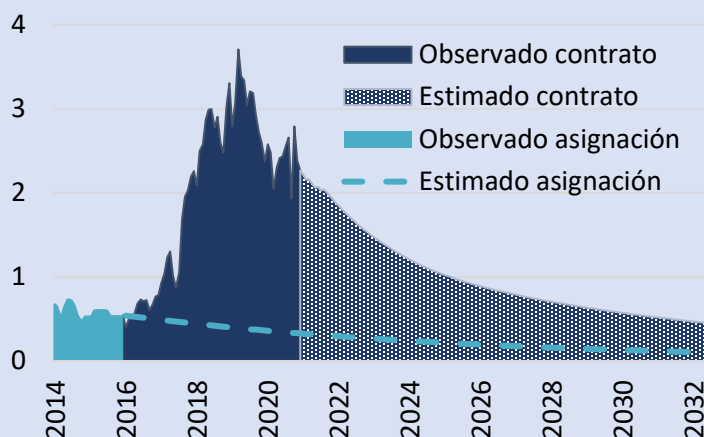
Se estima¹³ que la inversión en reparaciones mayores y menores a lo largo del proyecto equivaldría a 93 millones de dólares (mdd).

Como resultado de la implementación de algunas reparaciones mayores y menores, durante 2019 Cuichapa-P alcanzó una producción de 3.7 mil barriles día (mbd), más de siete veces el nivel con que el contratista recibió el campo. Durante este último trimestre el campo presentó una producción promedio de 2.2 mbd.

En los 5 años de vigencia del contrato, que se cumplieron en este trimestre, se han recuperado más de 3 millones de barriles (Mmb) con respecto a lo que produciría si continuara en el régimen de asignación¹⁴.

Con base en las estimaciones realizadas por la agencia Welligence, se espera que el campo aporte cerca de 7.9 Mmb en la vida del contrato¹⁵ y que en los próximos años continúe con el proceso de declinación natural, lo que representaría un volumen superior en casi cinco veces a lo estimado como asignación.

Gráfica 30. Producción de petróleo de Cuichapa-P²
(miles de barriles día)



Fuente: FMP hasta mayo de 2021 y Welligence hasta 2032.

Respecto a las inversiones, al cierre del ejercicio de 2020 el contratista ha registrado una inversión total de 91 (mdd) y en adelante, considerando la modificación al plan de desarrollo del Contratista y las estimaciones de la agencia Welligence, se pronostican inversiones adicionales de 79 mdd en lo que resta del proyecto.

Considerando lo anterior, se realizó un ejercicio para determinar los ingresos del Estado esperados por la extracción de hidrocarburos hasta el año 2032. El presente ejercicio considera los siguientes supuestos:

¹³ Estimación del FMP con base en el plan de desarrollo del contratista, inversiones contempladas de 2019 a 2032.

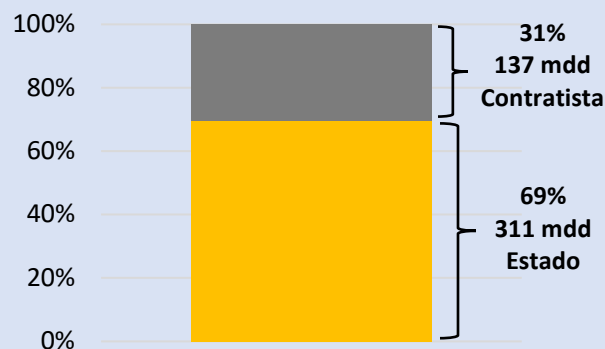
¹⁴ Se refiere a una estimación de la declinación natural del campo bajo el régimen de asignación asumiendo que continuaba con la tendencia observada.

¹⁵ Se estima que el campo culmine operaciones en 2032, fecha en que se espera que el contrato alcance su límite económico, de acuerdo con la información del contratista.

- Ingresos por regalía base y regalía adicional: observados de mayo de 2016 a abril de 2020, corresponden a los montos pagados por el contratista. A partir de mayo de 2020 se consideran las contraprestaciones calculadas por el FMP¹⁶.
- Producción de petróleo y gas natural: se utilizan los supuestos realizados por la agencia Welligence. El mecanismo de ajuste en la tasa aplicable a la regalía adicional¹⁷ no se activa en la vida del proyecto, dado los niveles de producción.
- Precios de petróleo y gas natural: se utilizan los pronósticos de precios en términos reales¹⁸ para el campo realizado por la agencia Welligence.

Como resultado, el proyecto podría generar ingresos al Estado por el pago de contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos¹⁹ por 311 mdd. A la fecha, el Estado ha recibido 109 mdd lo que representa un 35% del total de ingresos estimados. Al final del proyecto el Estado recibiría el 69% del Valor Contractual de los Hidrocarburos (VCH) extraídos, proyectado en 447 mdd.

Gráfica 31. Porcentaje estimado que le corresponde al Estado y al contratista del VCH del proyecto¹



Fuente: FMP

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

En ese sentido, Cuichapa-P es el campo que más ingresos ha generado al Estado de todos los contratos de licencia terrestres, por encima de las asociaciones Ogarrio y Cárdenas-Mora, las cuales han producido más del doble del volumen de petróleo de Cuichapa-P. Lo anterior se explica principalmente por una combinación de dos factores, el primero es el volumen de hidrocarburos extraídos que se vio impulsado gracias a las técnicas de recuperación implementadas y el alto porcentaje de regalía adicional ofertado por Lifting (60.82%).

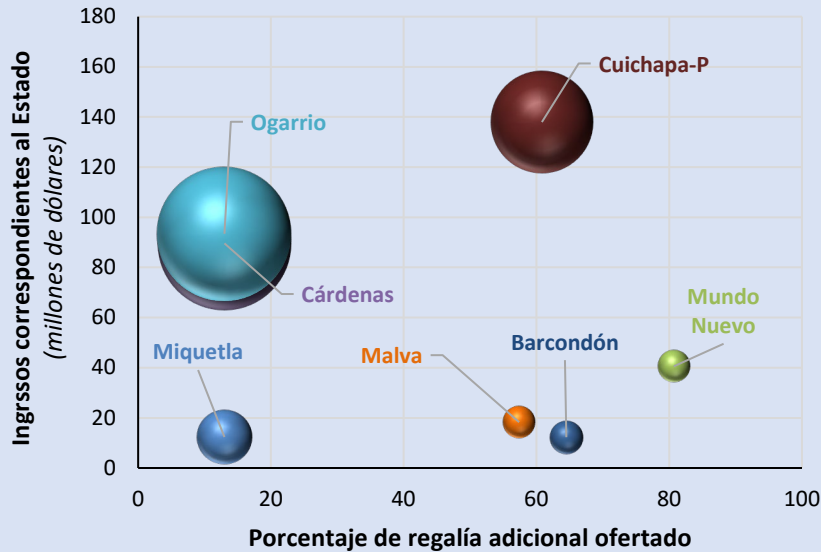
¹⁶ La obligación de pago de contraprestaciones a favor del Estado quedó suspendida temporalmente para los periodos de marzo de 2020 a abril del 2021 en virtud del Caso Fortuito o de Fuerza Mayor reconocido por la CNH

¹⁷ La tasa aplicable a la regalía adicional, ofrecida por el contratista es del 60.82% del Valor Contractual de los Hidrocarburos producidos.

¹⁸ Se realizó el ajuste considerando una inflación anual de 2%.

¹⁹ Se refiere a la regalía base y regalía adicional.

Gráfica 32. Comparativo entre los principales campos productores de petróleo de licencia^{1 2 3}



Fuente: FMP.

1. Se consideran los principales campos productores de petróleo.
2. El tamaño de las esferas es proporcional al volumen acumulado producido por cada contrato.
3. Se refiere a los ingresos calculados por el Fondo durante la duración del contrato.

3.2 Contratos de producción compartida con producción

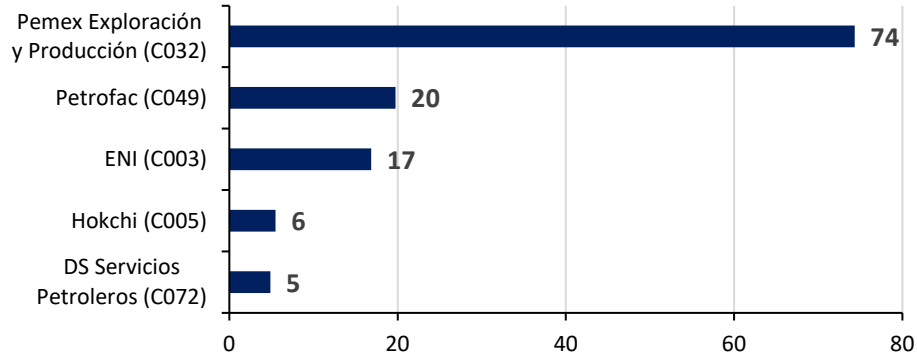
En el trimestre, 6 de los 35 contratos de producción compartida extrajeron al menos un hidrocarburo, de éstos 4 reportaron petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato registró gas natural no asociado y condensados y otro sólo extrajo petróleo. La producción promedio de dichos contratos durante el periodo fue de 121 mbd de petróleo y 156 mmpcd de gas natural.

Los contratos Ek-Balam (C032) y Santuario-El Golpe (C049), en conjunto aportaron cerca del 78% de la producción de petróleo de todos los contratos en el trimestre.

Gráfica 33. Promedio diario de volumen de petróleo producido ^{1 2}

abril - junio

(Cifras en miles de barriles día)



1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2021.

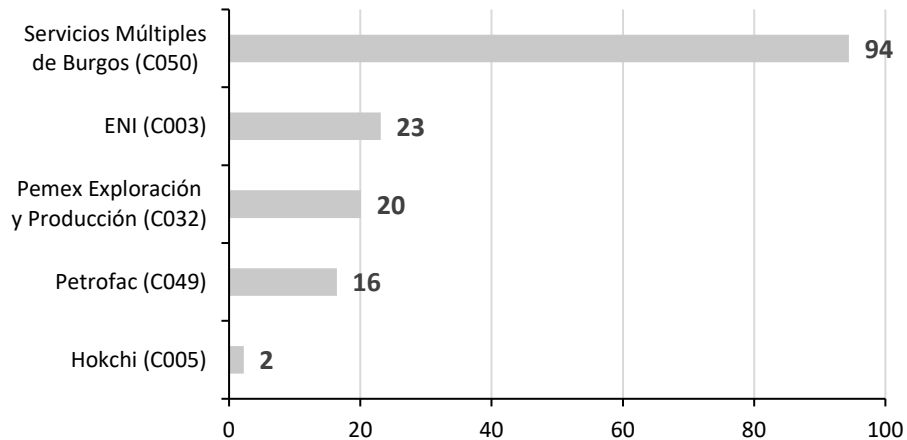
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

Gráfica 34. 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 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2021.

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

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

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

Para calcular las contraprestaciones que le corresponden a cada una de las partes, se requiere calcular el VCH, el cual en el trimestre ascendió a 712 mdd.

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

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
abr-21	223,139,850	205,323,731	14,872,964	2,943,155
may-21	222,524,406	205,146,886	14,491,669	2,885,851
jun-21	266,705,826	246,049,945	19,161,543	1,494,338
Total	712,370,083	656,520,562	48,526,177	7,323,344

1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2021.

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 la producción¹
 abril-junio

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (billones de BTU)	Condensados (miles barriles)
Estado	4,385	3.400	46
Pemex	5,100	5.697	68
Operadores privados	1,678	5.713	59
Total	11,164	14.811	173

1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2021.

Al igual que para el caso de los contratos de licencia, el Fondo se ha encontrado imposibilitado a emitir certificados de pago de los contratos que requieren la recepción de las actas suscritas entre CNH y los contratistas referentes a los volúmenes por hidrocarburo. En este supuesto se ubican 6 certificados de pago correspondientes a los dos contratos de la Ronda 1.2 que se encuentran en producción comercial regular.

En el trimestre, como parte del proceso de cálculo de contraprestaciones de producción compartida, se aplicó un ajuste al contrato Santuario-El Golpe (C049) a petición de la CNH para modificar el registro de volúmenes de condensados de marzo 2021.

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 274.8 mdd de los cuales 158.7 fueron entregados por P.M.I. por la comercialización de los hidrocarburos del Estado para los periodos de febrero a abril de 2021. Los 116.1 restantes fueron entregados por Trafigura y CFenergía correspondiente a los periodos de julio, agosto y septiembre de 2020, quedando pendiente un adeudo de 33.6 mdd de los hidrocarburos que estas empresas entregaron a Pemex en octubre de 2020.

Tabla 12. Ingresos por comercialización^{1 2}
abril-junio
(Cifras en millones de dólares)

Concepto	Importe³
Trafigura ⁴	111.5
CFenergía ⁵	4.6
PMI ⁶	158.7
Total	274.8

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003) y Hokchi (C005).

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.

6. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Durante el segundo trimestre de 2021, los comercializadores recibieron el pago de sus comisiones, conforme a lo siguiente:

Tabla 13. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado¹
abril-junio
(Cifras en dólares)

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
Trafigura ²	560,618
CFenergía ³	54,223
PMI ⁴	9,720,069
Total	10,334,909

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003) y Hokchi (C005).

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.

4. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

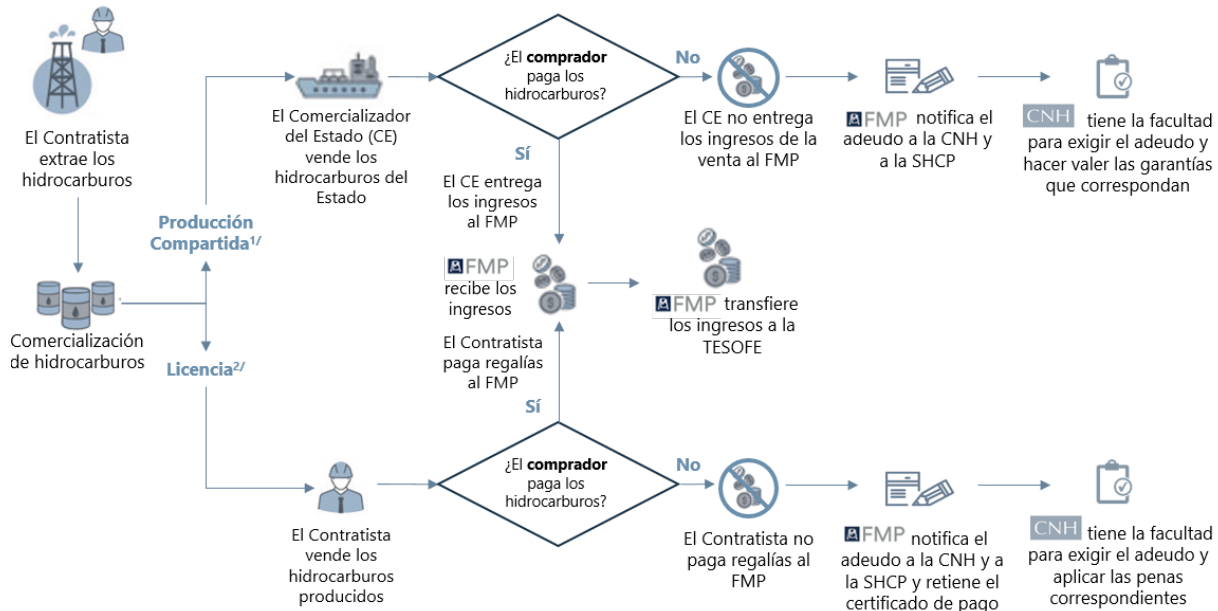
Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 919.4 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión²⁰.

²⁰ 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 de los acuerdos para la recepción y entero del IVA suscritos por la CNH y el Fondo.

3.3 Adeudos al Estado derivados de las actividades de extracción de hidrocarburos

En esta sección se presenta un seguimiento a los adeudos a favor del Estado que provienen de las actividades de extracción de hidrocarburos de los contratos que administra el Fondo. En particular, el siguiente diagrama muestra el flujo de los recursos por modalidad de contrato, así como las atribuciones de las autoridades para exigir el pago de los adeudos que pudieran presentarse.

Diagrama 1. Adeudos al Estado derivados de las actividades de extracción de hidrocarburos



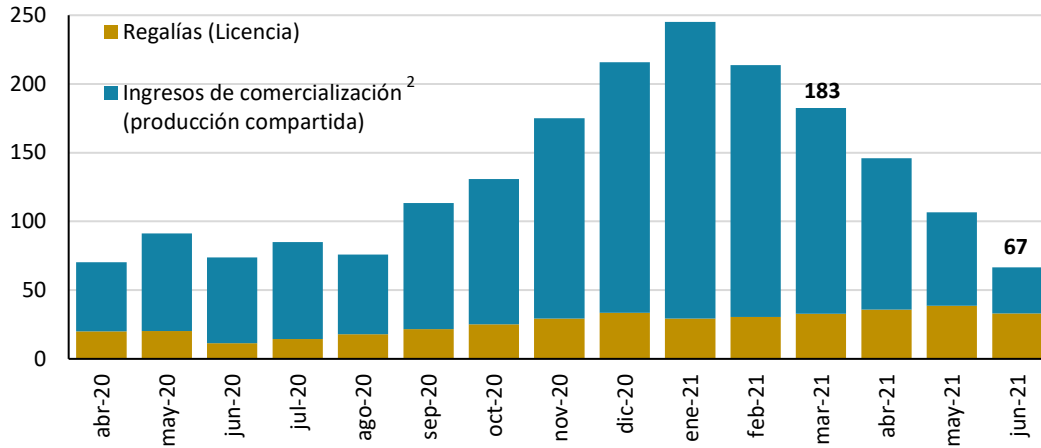
1/ Para los contratos de Producción Compartida, los hidrocarburos se reparten entre el Estado (CNH) y el contratista aplicando criterios de factibilidad técnica y con base en la distribución provisional instruida por el FMP derivado del cálculo de contraprestaciones, la cual es publicada en el SIPAC a más tardar el día 17 hábil bancario de cada mes. Posteriormente, la CNH entrega los hidrocarburos que le corresponden al Comercializador del Estado para su venta.
 2/ Para los contratos de Licencia, la Transmisión Onerosa de los hidrocarburos extraídos es la contraprestación a favor del contratista, si y solo si éste realiza el pago completo de las contraprestaciones a favor del Estado que el FMP calcula conforme al Anexo 3 del contrato y publica en el SIPAC a más tardar el día 17 hábil bancario de cada mes, y el contratista se encuentra al corriente de sus obligaciones contractuales, el FMP emite el Certificado de Pago correspondiente.

Al 30 de junio de 2021, el adeudo al Estado es 64% menor que lo observado el trimestre previo y asciende a 67 mdd, 33 mdd corresponden a los contratos de licencia por concepto de regalías, mientras que 34 mdd provienen de la comercializaron los hidrocarburos del Estado mencionados en la sección previa²¹. Cabe mencionar que la reducción se atribuye principalmente a los pagos realizados por parte de los comercializadores del Estado.²²

²¹ Los contratos de comercialización de Tráfico y CF Energía estuvieron vigentes de diciembre de 2017 a octubre de 2020. El adeudo corresponde a los hidrocarburos del Estado comercializados en octubre de 2020.

²² Los comercializadores Tráfico y CF Energía realizaron los pagos correspondientes a los hidrocarburos del Estado comercializados de julio a septiembre de 2020.

Gráfica 35. Adeudos al Estado acumulados¹
(Cifras en millones de dólares)



1. Se consideran los adeudos generados por la producción de marzo de 2020 a mayo de 2021, con información actualizada al 30 de junio de 2021.

2. Los comercializadores Trafigura y CF Energía adeudan los ingresos asociados a la comercialización de hidrocarburos de octubre de 2020 debido a que el comprador de los hidrocarburos no los ha pagado.

4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México

Durante el trimestre los honorarios que el Fondo cubrió al Banco de México por los gastos necesarios para la debida operación del fideicomiso ascendieron a 17,785,596 pesos.

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

Concepto	2o Trimestre
Recursos Humanos	12.0
Costos de Ocupación	1.5
Tecnologías de la Información	1.4
Otros Gastos de Operación	0.4
Subtotal	15.3
IVA	2.5
Total	17.8

^{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. Transparencia y acceso a la información pública

i. Atención a solicitudes de acceso a la información

Durante el trimestre el Fondo recibió 13 solicitudes de acceso a la información, las cuales fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia. Los temas sobre los que versaron las solicitudes de acceso a la información fueron, entre otros, los siguientes: a) Activos en los que se invierte la reserva del Fondo; b) Montos de ingresos petroleros recibidos; c) Registro del fiduciario; d) Recursos humanos y materiales del Fondo; e) Planes de continuidad y análisis de impacto sobre ciberseguridad y protección de infraestructuras, y f) Datos de contacto.

ii. Resultados de la verificación realizada por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) respecto al cumplimiento de las obligaciones de transparencia

El 12 de abril de 2021 el INAI notificó al Fondo los resultados de la verificación realizada respecto al cumplimiento de las obligaciones de transparencia previstas en el artículo 77 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y 73, fracción V, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

Cabe señalar que durante el trimestre el Fondo atendió en tiempo y forma las observaciones de mejora que el INAI le notificó. Con motivo de las acciones realizadas por este fiduciario, el INAI otorgó al Fondo un puntaje de cien (100) puntos porcentuales en el Índice Global de Cumplimiento en Portales de Transparencia, por atender a cabalidad los criterios sustantivos y adjetivos previstos para el cumplimiento de las obligaciones de transparencia que debe publicar y mantener actualizadas.

iii. Talleres para contratistas

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

iv. Publicación de estadísticas

Como parte de las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas establecidas en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el Fondo publicó de manera mensual las estadísticas correspondientes al periodo que se reporta en la infraestructura Sistema de Información Económica de Banxico (SIE-Banxico).

Al cierre del trimestre, el Fondo actualizó de manera mensual 4,214 series estadísticas y 431 cuadros analíticos, adicionalmente, se crearon 3 cuadros con un nuevo formato para presentar la información, llamados estructuras de información los cuales facilitan la consulta de información a través de menús desplegables, se pueden visualizar en SIE-Banxico.

En línea con los procesos de robustecimiento de la transparencia del Fondo, y con la finalidad de darle mayor difusión y visibilidad a las estadísticas publicadas, durante el segundo trimestre de 2021 el sector del Fondo se incorporó al directorio de SIE-Banxico, con ello las estadísticas ahora pueden consultarse directamente en la infraestructura de dicho sistema, anteriormente sólo se podía acceder a ellas a través del micrositio de estadísticas del Fondo.

Además, para facilitar el acceso a las estadísticas del Fondo, se agregó una liga en el apartado de “Bases de Datos” de la sección de “Estadísticas” del sitio del Banco

(<https://www.banxico.org.mx/>) que lleva directamente a las estadísticas del Fondo en SIE-Banxico.

v. Estrategia de comunicación

En lo que respecta a la adecuación del sitio web del Fondo para facilitar que personas con alguna discapacidad puedan navegar de manera más sencilla a través de él, durante este periodo se continuaron realizando los ajustes a la página de Internet y de esa manera obtener la certificación en materia de accesibilidad. Entre los cambios que destacan se pueden mencionar los siguientes: i) la adecuación al contraste en el color de los fondos y los textos; ii) la inclusión de textos descriptivos en las imágenes y animaciones y; iii) la modificación al formato de las gráficas, reemplazando los colores por texturas.

b. Control Interno

i. Fortalecimiento al Control Interno

Durante este trimestre, en conjunto con la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos del Banco de México, se finalizó con la categorización de los activos de información del Fondo. Lo anterior, con la finalidad de preservar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de los mismos.

Por otra parte, en coordinación con la Dirección de Ciberseguridad del Banco de México, se inició la elaboración del plan de trabajo de ciberseguridad del Fondo. Dicho plan abarca los próximos dos años y tiene por objeto la implementación de una serie de controles que permitan garantizar la seguridad de la información.

Anexo. Estados financieros