



Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
Abril - Junio 2022**

Ciudad de México, 28 de julio de 2022



**FMP**

Informe trimestral abril- junio 2022

## **INFORME TRIMESTRAL ABRIL-JUNIO 2022**

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 .....	15
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 .....	22
3.2 Contratos de producción compartida con producción .....	29
3.3 Contraprestaciones pendientes de pago al Estado de las actividades de extracción de hidrocarburos .....	32

### 4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

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. Transparencia y acceso a la información pública .....	34
i. Atención a solicitudes de acceso a la información .....	34
ii. Publicación de estadísticas .....	35
iii. Estrategia de comunicación .....	35
b. Fiscalización y Control Interno .....	35
c. Talleres para contratistas .....	35

Anexo. Estados financieros .....	36
----------------------------------	----



## 1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

### 1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 517 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 105,996 millones de pesos <sup>1</sup>.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 67.5% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 32.1% y los de exploración el 0.4%.

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

**Tabla 1. Ingresos por asignaciones**  
(Millones de pesos)

	abril - junio 2021	abril - junio 2022	Δ% (2022 vs. 2021)
Derecho por la Utilidad Compartida	51,551	71,591	39%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	17,805	33,997	91%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	357	409	15%
<b>Total</b>	<b>69,712</b>	<b>105,996</b>	<b>52%</b>

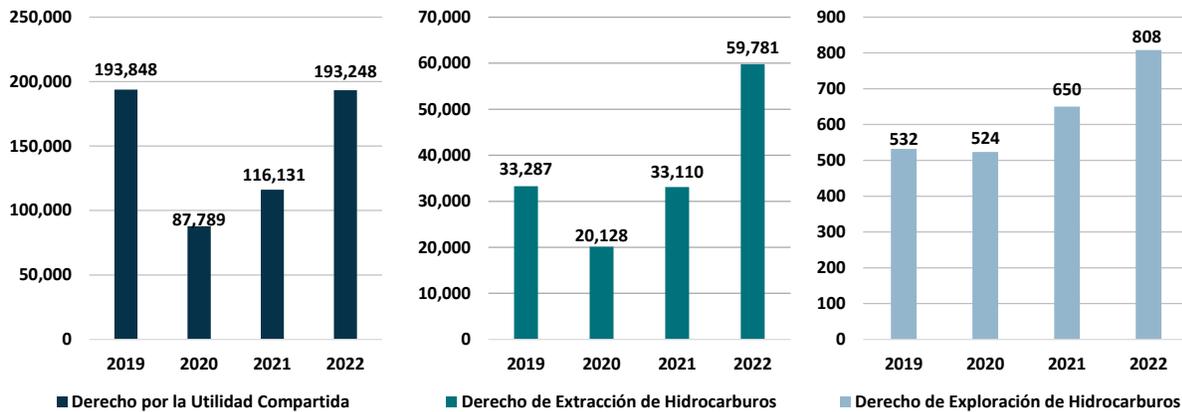
En el segundo trimestre destaca el incremento en los ingresos respecto del mismo periodo del año anterior. Esto se debe a que de abril a junio el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) continuó en niveles no vistos desde hace 10 años. Al 30 de junio, el precio de la mezcla se encontraba en 104.79 dólares por barril, mientras que al cierre del mismo periodo del año anterior, el precio de la MME era de 69.3 dólares por barril.

A continuación se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a junio de los ejercicios 2019 a 2022 (Gráfica 1):

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



**Gráfica 1. Ingresos por asignaciones**  
enero – junio  
(Millones de pesos)



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

El Fondo recibió durante el periodo que se reporta el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado<sup>2</sup>: **a)** Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); **b)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional); **c)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); **d)** Penas convencionales y **e)** Por comercialización de hidrocarburos<sup>3</sup> de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

**Tabla 2. Ingresos por contratos<sup>1/</sup>**  
abril – junio  
(Millones)

	Pesos	Dólares <sup>2/</sup>
Cuota exploratoria	470	
Regalía Adicional		30
Regalía Base		17
Penas convencionales <sup>3/</sup>		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular <sup>4/</sup>		672
<b>Total</b>	<b>470</b>	<b>718</b>

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

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

<sup>3/</sup> Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 37,178 dólares.

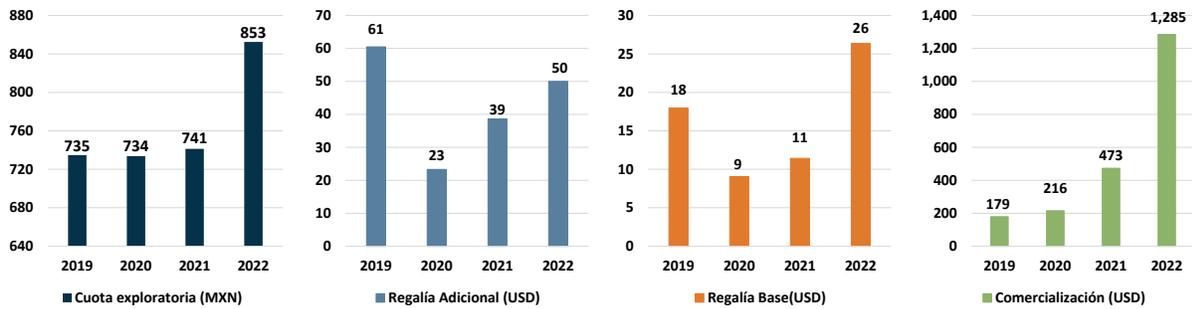
<sup>4/</sup> Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de 972 dólares.

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

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

A continuación se muestra la evolución de los recursos recibidos de parte de los contratistas durante los ejercicios 2019 a 2022:

**Gráfica 2. Ingresos por contratos**  
enero – junio  
(Millones)



Los ingresos provenientes de los contratos durante la primera mitad de 2022 resultaron por arriba a los de años previos. Lo anterior se explica, al igual que en el caso de los ingresos derivados de las asignaciones, por el aumento en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional durante el semestre.

## 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)<sup>4</sup>, conforme a lo siguiente:

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



**Tabla 3. Transferencias ordinarias<sup>1/</sup>**  
 abril - junio  
 (Millones de pesos)

<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	-
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	-
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>796</b>
<b>IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética<sup>2/</sup></b>	-
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera</b>	<b>5</b>
<b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	<b>111,732</b>
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	47
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	111,685
<b>Total</b>	<b>112,533</b>

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

<sup>2/</sup> 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.

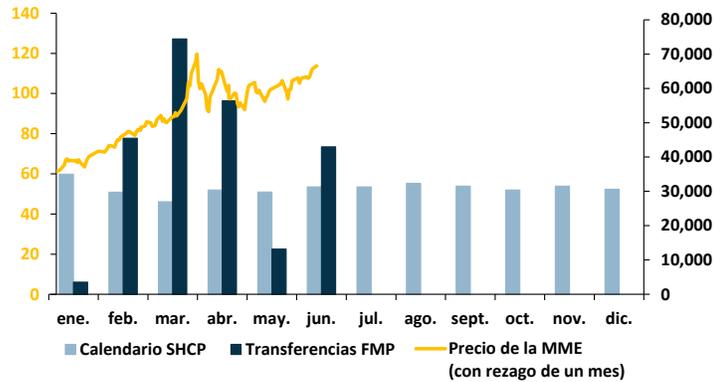
Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el segundo trimestre ascendieron a 112,533 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 235,993 millones de pesos, equivalentes al 0.8% del PIB estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2022. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2022 estimó para este ejercicio fiscal transferencias por 370,928 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 1.3% del PIB.

La diferencia entre el monto de las recepciones y transferencias realizadas durante el periodo se explica por aquellos ingresos que son recibidos el último día hábil del trimestre y que deben ser transferidos durante el trimestre siguiente. Esta situación se ha derivado de las resoluciones miscelaneas otorgadas a Pemex, que le han permitido posponer los pagos de sus derechos en fechas distintas a las establecidas en el calendario de la SHCP<sup>5</sup>.

La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario mencionado.

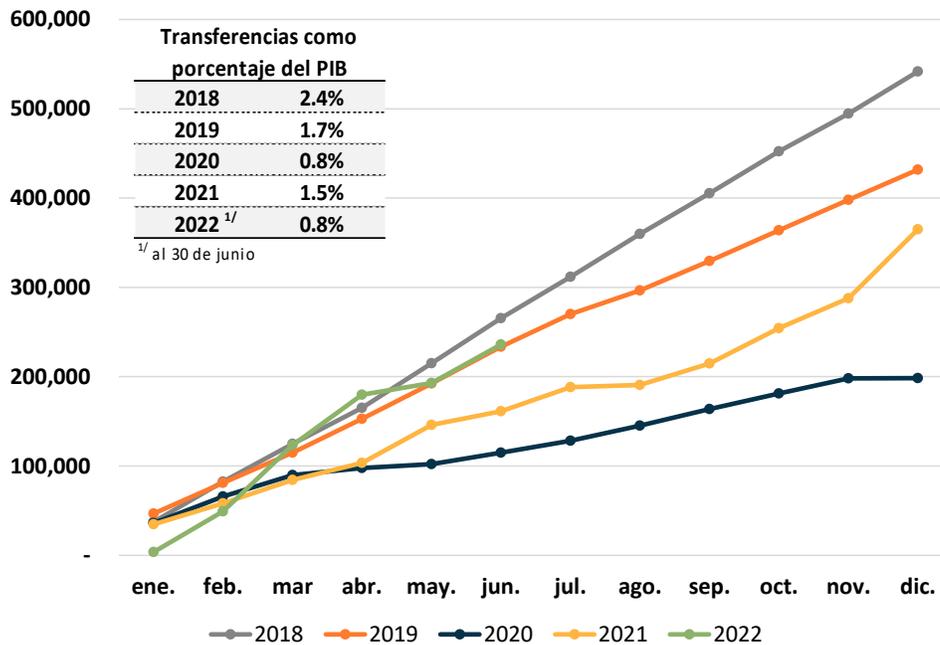
<sup>5</sup> Segunda Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2022 y sus Anexos 1-A, 23, 30, 31 y 32. Segunda Versión Anticipada publicada el día 25 de febrero de 2022, en la página de Internet del Servicio de Administración Tributaria (SAT). Cuarta Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2022 y sus Anexos 1-A, 9, 15 y 23. Segunda Versión Anticipada “publicada el 25 de mayo en la página de internet del Servicio de Administración Tributaria.

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



A continuación se muestran las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB previsto en los CGPE correspondiente a cada año, para los ejercicios del 2018 a 2022 (Gráfica 4):

**Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año<sup>6</sup>**  
(Millones de pesos)



<sup>6</sup> El cálculo de las transferencias como porcentaje del PIB 2022 incluye los 41,078 millones de pesos correspondientes a las transferencias realizadas conforme al calendario de transferencias de 2021.



### 1.3. Registro del Fiduciario

Durante el segundo trimestre de 2022, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 7 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 2022<sup>1/</sup>**

Ronda	Contratos en Exploración <sup>2/</sup>		Contratos en Producción <sup>3/</sup>		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	1	12	4	20	37
Dos	10	29	-	11	50
Tres	15	-	1	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>42</b>	<b>9</b>	<b>34</b>	<b>111</b>

<sup>1/</sup>Última actualización: Al cierre de junio de 2022 con información a abril del mismo año.

<sup>2/</sup>Con exploración se refiere a los contratos que realizaron actividades de exploración y/o evaluación.

<sup>3/</sup>Con producción se refiere a los contratos a los que se les ha calculado contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos.

**Tabla 5. Asignaciones inscritas al 30 de junio de 2022<sup>1/</sup>**

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	268
Asignación de exploración	100
Asignación de resguardo	45
<b>Total</b>	<b>413</b>

<sup>1/</sup> Fuente: FMPED con datos de SENER a junio de 2022.



## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

### 2.1. Administración de la cartera de inversión

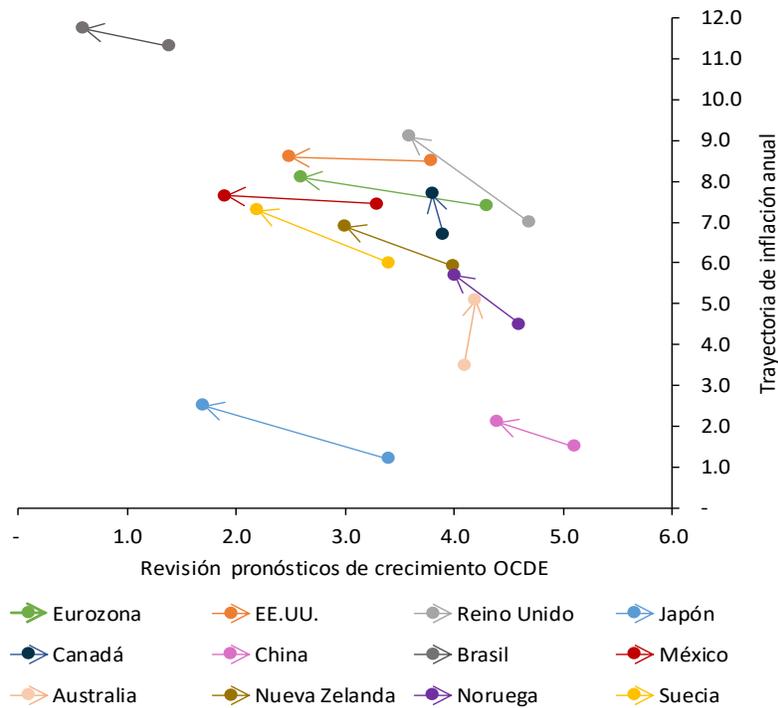
#### a. Condiciones económicas

Durante el segundo trimestre predominó un sentimiento de aversión al riesgo en conjunto con una alta volatilidad en los mercados financieros, luego de que se incorporara una mayor probabilidad de enfrentar un escenario de estanflación global. En particular, la preocupación sobre un menor crecimiento económico y un mayor nivel de inflación aumentó durante el periodo. Esto respondió a las continuas y crecientes disrupciones en las cadenas de suministro causadas por la guerra en Ucrania y por los cierres económicos en China, relacionados con su política de tolerancia cero hacia el Coronavirus (COVID-19).

Por un lado, en lo referente a las tensiones geopolíticas, la incertidumbre se mantuvo elevada ya que continuaron las severas sanciones contra Rusia, entre las que destacó la adición de oligarcas y funcionarios rusos a la lista negra, así como la exclusión de nuevos bancos rusos del sistema internacional de pagos SWIFT. A su vez, como represalia, el Kremlin redujo los flujos de gas hacia los países europeos, acentuando las perspectivas a la baja para el crecimiento y a la alza para la inflación, principalmente de la Eurozona. Por otro lado, la desaceleración en China se profundizó, debido a los estrictos cierres en los principales centros de producción de la región. Aun así, hacia el final del trimestre las preocupaciones se moderaron tras los indicios de que Pekín y Shanghái habían controlado la propagación del virus.

En el detalle, la trayectoria de los indicadores de inflación oficiales para las distintas economías mostraron una tendencia al alza alcanzando incluso niveles récord en varios países. Por su parte, los pronósticos de actividad económica, medidos como crecimiento del PIB año a año, se revisaron a la baja. Al respecto, el estimado de crecimiento económico global para 2022, de acuerdo con la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), pasó de 4.5% a 3.0% (Gráfica 5).

**Gráfica 5. Inflación registrada y pronósticos de crecimiento económico**  
(Porcentaje, cambio porcentual año a año)



Fuente: Bloomberg, OCDE

En línea con el entorno descrito, los principales Bancos Centrales se enfrentaron a la disyuntiva de endurecer su política monetaria a costa de un menor crecimiento económico, fenómeno que se materializó en muchas regiones hacia mitad del periodo. Para el caso particular de la Reserva Federal (Fed), en su decisión de junio aumentaron el rango de la tasa objetivo en 75 puntos base (pb). Asimismo, mencionaron que la actividad económica repuntó después de una caída en el primer trimestre, destacando que la creación de empleo fue sólida en los últimos meses y la tasa de desempleo se mantuvo baja.

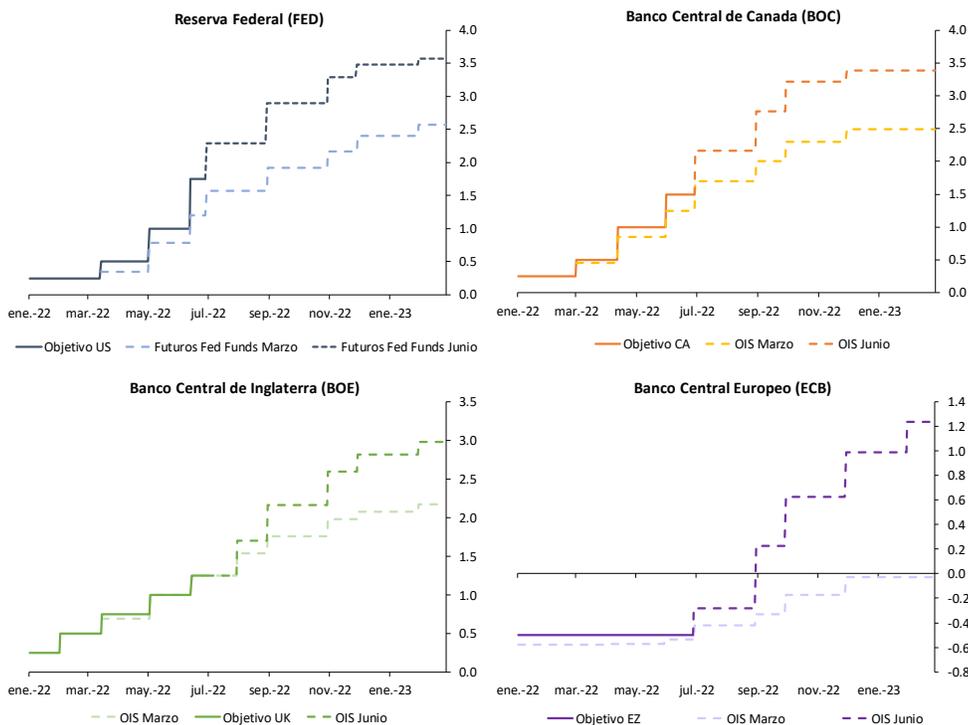
Por su parte, las revisiones a los pronósticos macroeconómicos de los miembros del Fed sorprendieron por el lado restrictivo, acentuando las expectativas de un escenario de estanflación. En particular, el crecimiento real esperado para el PIB pasó de 2.8% a 1.7% para 2022 mientras que para el 2023 se revisó a 1.7% desde 2.2%. En cuanto a las presiones inflacionarias actuales, esperan que estas continúen al alza, pero con una moderación en los siguientes dos años. De hecho, la perspectiva para la lectura general se revisó a 5.2% desde 4.3% para 2022, mientras que para 2023 la proyección pasó de 2.7% a 2.6%.

La retórica y acción de política monetaria más restrictiva fue evidente en otros Bancos Centrales, por ejemplo, el Banco Central de Canadá (BoC) también aumentó su tasa objetivo en dos ocasiones durante el periodo pasando de una tasa de 0.5% a una de 1.0% y el Banco Central de Inglaterra (BoE) incrementó 25 pb en su reunión de mayo y junio alcanzando una tasa del 1.25%.

De manera similar, el Banco Central Europeo (ECB) se tornó menos acomodaticio; en el detalle, continuaron con la desaceleración de su programa de compras de activos y abrieron la puerta a un aumento entre 25 y 50 pb en la tasa de referencia en la reunión de julio, semanas después de concluir las compras y no “un tiempo después” como señalaban antes.

Adicionalmente, los participantes de los mercados financieros internacionales comenzaron a incorporar un ritmo de normalización en la política monetaria más acelerado, reflejado en las alzas implícitas en las tasas Overnight Index Swap (OIS) o futuros de fondos federales para el caso del Fed (Gráfica 6).

**Gráfica 6. Tasas implícitas por OIS o futuros de fondos federales vs tasas realizadas**  
(Porcentaje)

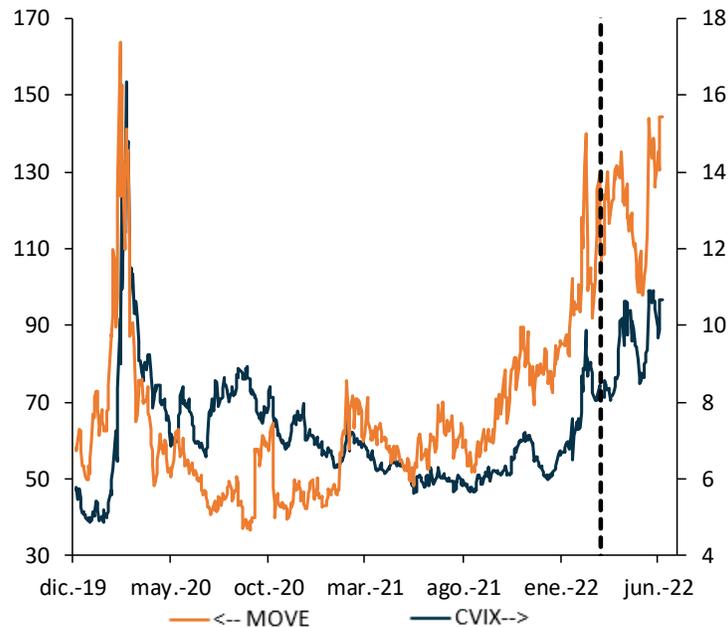


Fuente: Bloomberg

Todo lo anterior resultó en un ambiente de volatilidad exacerbada en los mercados financieros internacionales (Gráfica 7). En los mercados de renta fija, el indicador de volatilidad sobre las opciones de notas del Tesoro de Estados Unidos (EE.UU.), MOVE, alcanzó 144.17 pb su nivel más alto desde marzo del 2020. En cuanto a los mercados cambiarios, la volatilidad también fue latente, donde el indicador CVIX mostró una clara tendencia al alza llegando hasta niveles que no se observaban desde que estalló la pandemia de COVID-19 de 10.92 pb.

**Gráfica 7. Índices de volatilidades CVIX y MOVE**

(Puntos base)



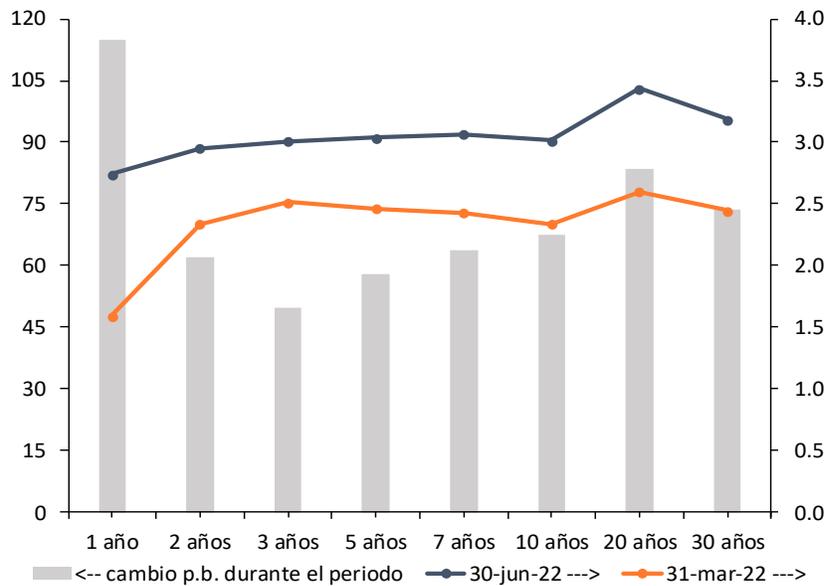
Fuente: Bloomberg.

MOVE: Es un índice ponderado de la curva de rendimiento de la volatilidad implícita en las opciones sobre notas del Tesoro de EE.UU. a un mes.

CVIX: Es un índice de estimación de la volatilidad del mercado FX medido un promedio de la volatilidad implícita de tres meses de las divisas del G-10.

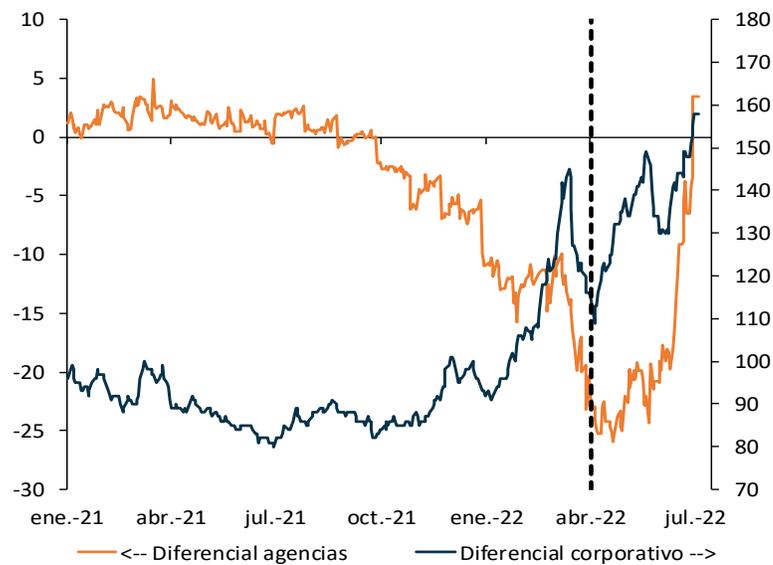
Así, los movimientos de los principales activos financieros fueron consistentes con un sentimiento negativo. Los índices accionarios presentaron decrementos prácticamente generalizados a excepción del índice de Shagahi que aumentó 4.5% en el periodo. En EE.UU. las pérdidas en el índice Nasdaq ascendieron a -22%. En cuanto a los mercados de renta fija, la curva de las notas del Tesoro de EE.UU. mostró un ligero empinamiento de 5 pb donde las tasas de 2 años aumentaron 62 pb y las de 10 años subieron 67 pb (Gráfica 8). Por otro lado, los diferenciales entre las tasas de las notas del Tesoro de EE.UU. y las de deuda corporativa cerraron el trimestre con un incremento de 37 pb, ubicándose en 153 pb, mientras que el diferencial de agencias cerró el periodo en -3 pb, desde los -20 pb al inicio de trimestre (Gráfica 9).

**Gráfica 8. Curva de notas del Tesoro de EE.UU.**  
(Puntos base, porcentaje)



Fuente: Bloomberg

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

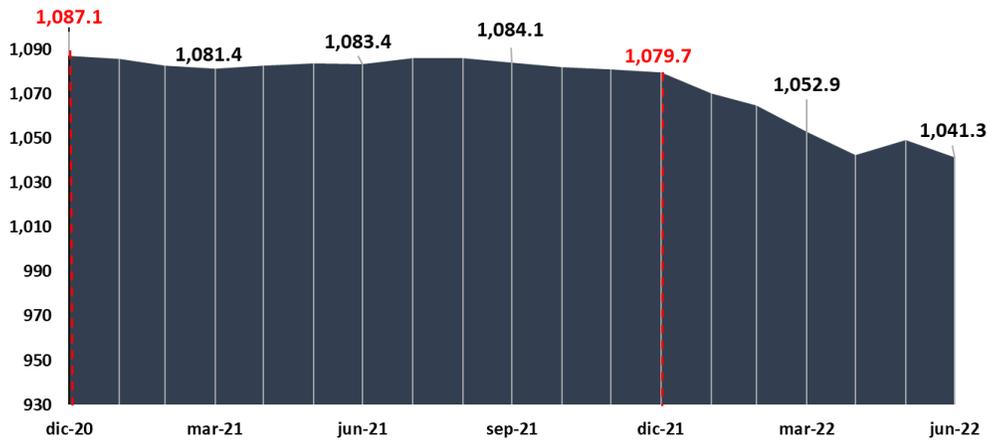


Fuente: Bloomberg

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

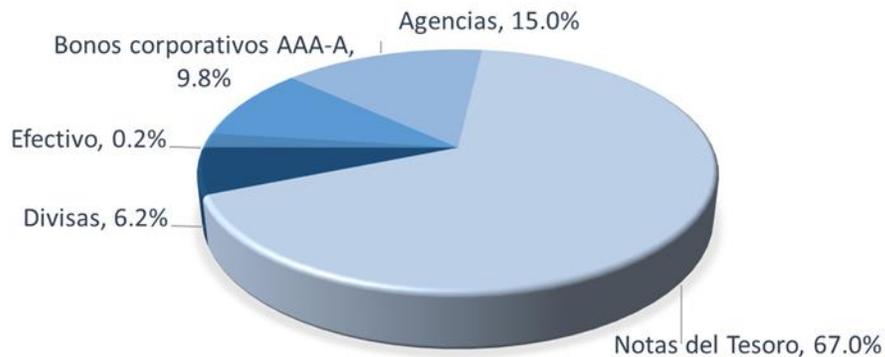
La cartera de inversión presentó un rendimiento negativo de 1.1%, ocho puntos base por debajo de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,041.3 millones de dólares (mdd).

**Gráfica 10. Valor de la reserva del Fondo**  
(Millones de dólares)



La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajustó 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.

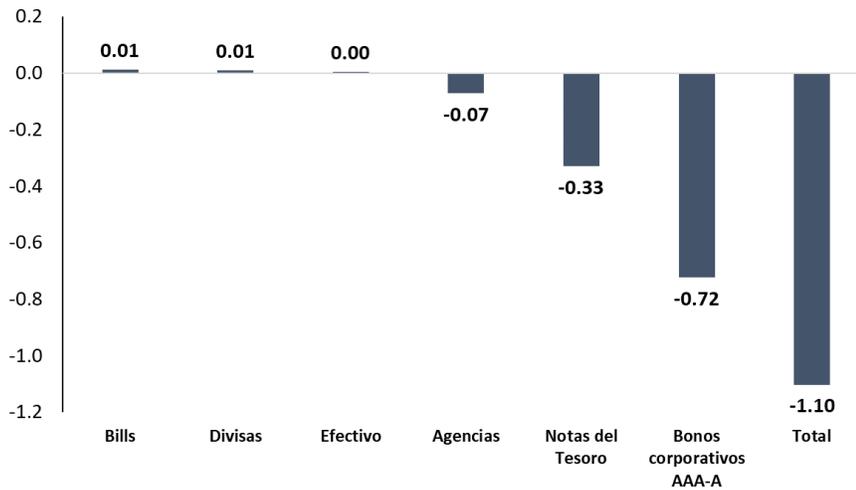
**Gráfica 11. Composición de la cartera de inversión al cierre de junio 2022**



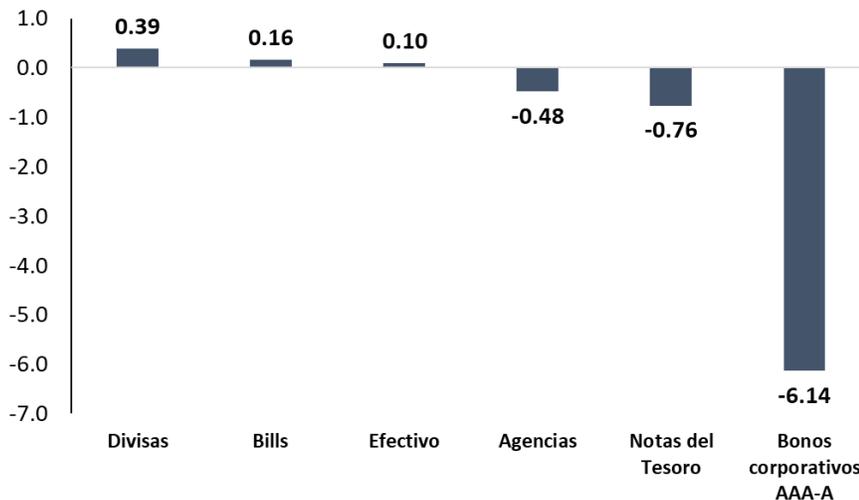
<b>Rendimiento a vencimiento (%)</b>	<b>3.0</b>
<b>Duración modificada (%)</b>	<b>2.2</b>

El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño de los bonos corporativos, los cuales le restaron 72 puntos base al rendimiento total. Lo anterior, debido a que el precio del ETF (*Exchange Traded Fund* por sus siglas en inglés) de bonos corporativos que forman parte de la cartera de inversión registró una disminución de 6.1% en el periodo. (Gráficas 12 y 13). Por el contrario, las divisas y las notas a descuento aportaron 1 punto base al rendimiento respectivamente, mientras que las notas del Tesoro estadounidense contribuyeron de forma negativa con 33 puntos base al rendimiento total.

**Gráfica 12. Contribución al rendimiento por tipo de activo**  
(Porcentaje)



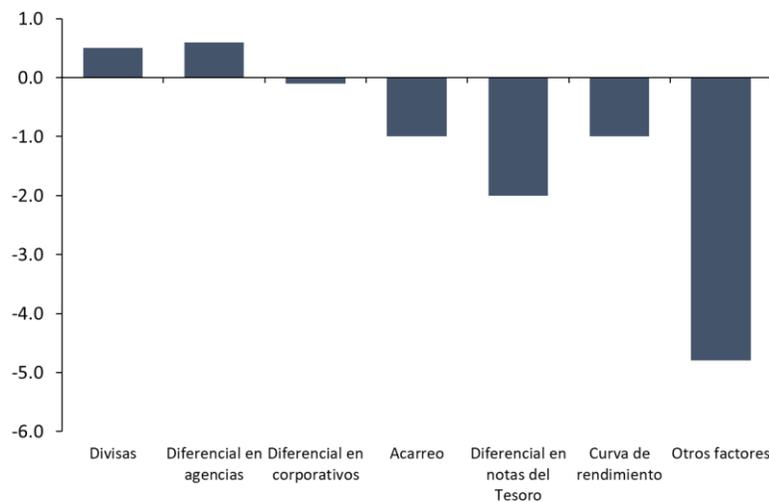
**Gráfica 13. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo**  
(Porcentaje)





En el detalle, los 8 puntos base de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se pueden explicar por diversos factores<sup>7</sup>. En primer lugar, destacan los movimientos asociados a las posiciones en divisas, en particular, por las posiciones largas en el dólar canadiense contra el dólar de EE.UU. que se tomó durante el periodo. Al contrario se puede observar el efecto negativo en el factor de curva debido a una posición corta que se tomó durante el trimestre en las notas del Tesoro en el sector de 2 y 3 años. Adicionalmente, la cartera de inversión generó un rendimiento inferior al de la cartera parámetro, específicamente en el sector de los bonos corporativos debido a una posición larga que mostró la cartera de inversión contra la cartera parámetro.

**Gráfica 14. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija**  
(Porcentaje)



## 2.2. Administración de riesgos

### a. Cumplimiento de límites de riesgo

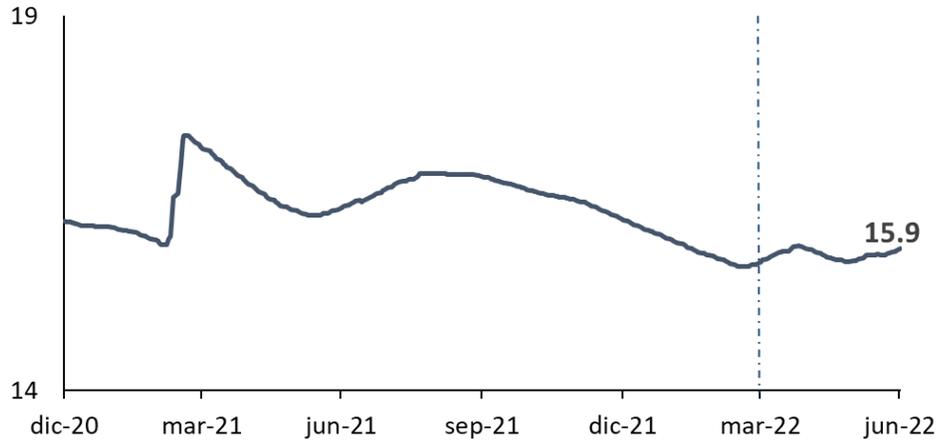
Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*<sup>8</sup> de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 15.9 puntos base, debajo del límite máximo permitido de 50 puntos base.

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

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



**Gráfica 15. Tracking Error de la cartera de inversión**  
(Puntos base)



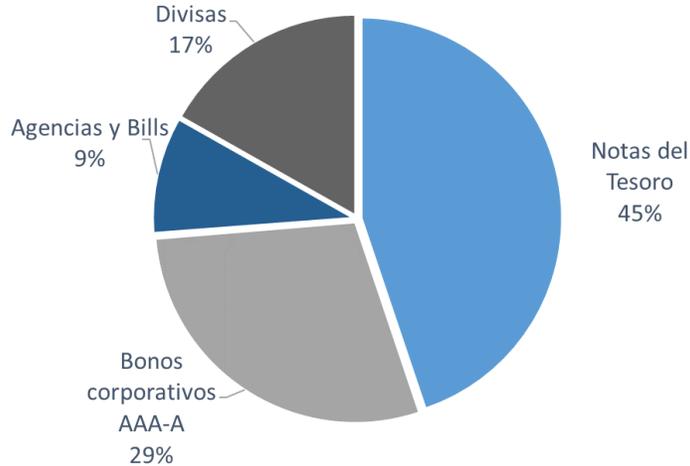
Por otra parte, el Valor de Riesgo<sup>9</sup> (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 21.1 puntos base (Gráfica 16) contra 16.8 puntos base observados al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 2.2 mdd en un día. Las notas del Tesoro de EE.UU. fueron los activos con la mayor contribución al VaR de la cartera de inversión con alrededor del 45%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 29%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 26% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 17). Se puede observar un incremento del VaR durante el segundo trimestre del año en curso reflejando un riesgo de pérdida mayor en línea con el aumento en la volatilidad observada en el mercado de renta fija.

**Gráfica 16. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión**  
(Puntos base)



<sup>9</sup> El Valor de riesgo o VaR (por sus siglas en inglés) es una medida utilizada para cuantificar las pérdidas potenciales en un periodo determinado y con una cierta probabilidad (en este caso, con probabilidad de 95%).

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



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

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

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

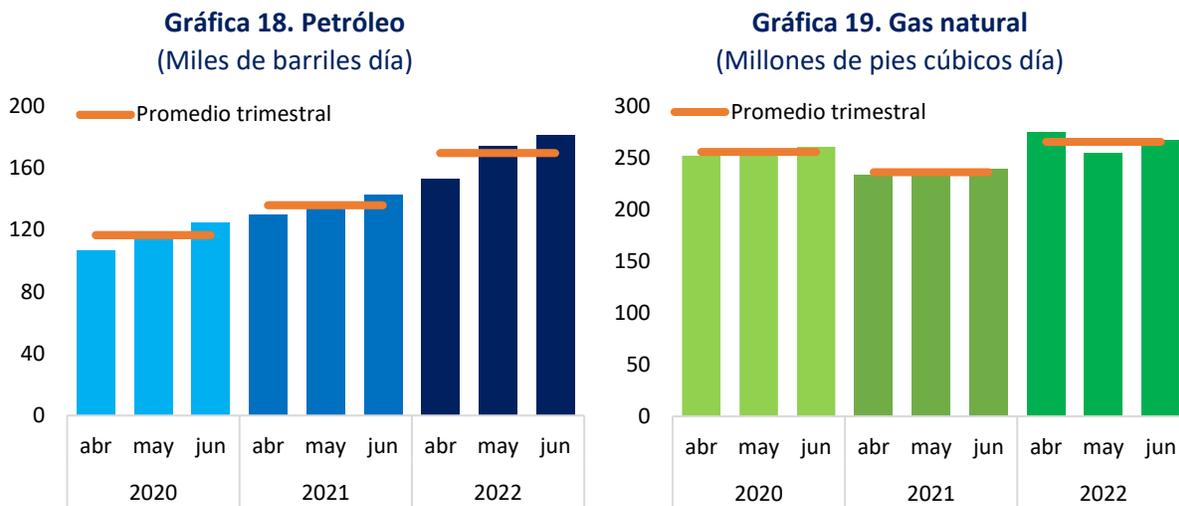
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
83%	3%	8%	0%	6%

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

Durante el segundo trimestre el Fondo administró los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Entre abril y junio la producción de petróleo promedió 169 miles de barriles día (mbd), lo que representa un incremento de 25% respecto al mismo periodo del 2021 y destaca como el mayor productor el campo Ek-Balam. En cuanto a la extracción de gas natural esta creció 12% con respecto al mismo periodo del año anterior. En promedio, la producción de gas natural del trimestre fue de 265 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

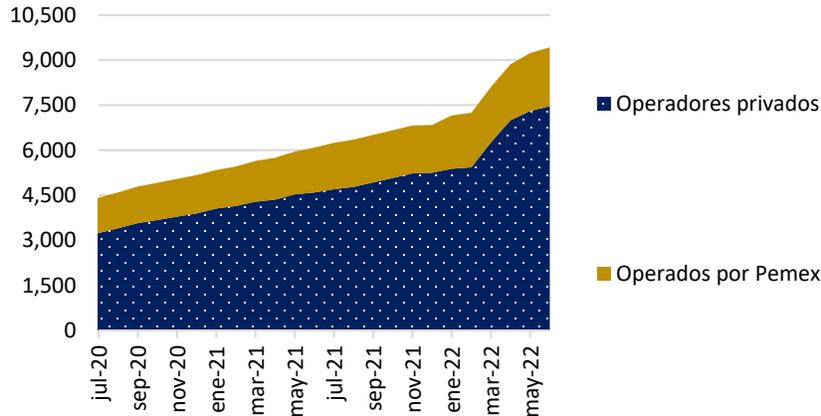
**Producción de hidrocarburos<sup>1</sup>**  
abril - junio



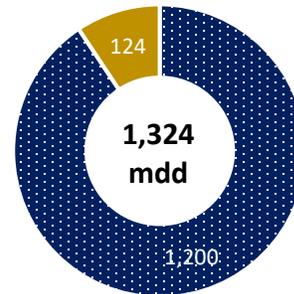
1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se realizó el cálculo de contraprestaciones.

Los contratistas registraron 1,324 mdd de inversiones, de los cuales el 89% corresponde a contratos de producción compartida y el restante a contratos en la modalidad de licencia. La inversión de los operadores privados fue de 1,200 mdd, lo que representa el 91% del monto total registrado.

**Gráfica 20. Inversión acumulada por tipo de contratista**  
(Millones de dólares)

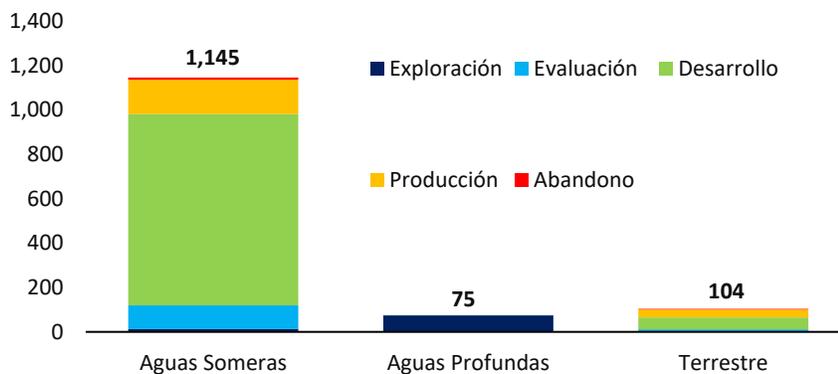


**Gráfica 21. Distribución de inversión por tipo de contratista**  
(Millones de dólares)



El 87% de las inversiones corresponden a contratos de aguas someras, seguido de los campos en áreas terrestres (8%) y el resto a aguas profundas.

**Gráfica 22. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad**  
abril - junio  
(Millones de dólares)

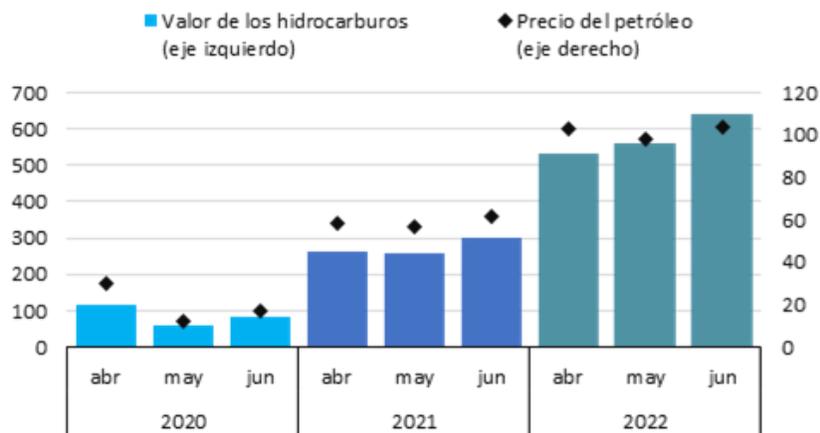


Fuente: FMP

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde el inicio de la vida de los contratos y hasta junio de 2022 ascienden a 9,427 mdd.

Por su parte, el valor de los hidrocarburos extraídos, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 1,733 mdd, lo que representa un incremento del 42% con respecto a lo observado el trimestre anterior y un incremento de 111% con respecto al mismo trimestre del 2021. El incremento anual se explica por un aumento del 73% en los precios del petróleo y de 25% en el volumen extraído de crudo.

**Gráfica 23. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo** <sup>1 2</sup>  
(Millones de dólares y dólares por barril)



1. Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.
2. Las cifras incluyen los contratos en la modalidad de producción compartida y aquellos que se encuentran en áreas terrestres de la modalidad de licencia.

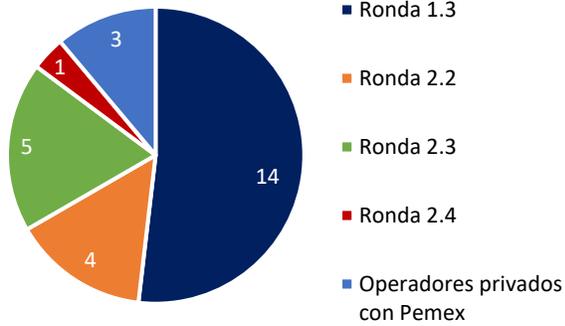
### 3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 27 de los 76 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 12 extrajeron petróleo, 23 gas natural y 20 condensados. La producción promedio<sup>10</sup> fue de 16 mbd de petróleo y 74 mmpcd de gas natural.

Cabe destacar que durante el trimestre, la empresa Repsol (C055) realizó las primeras pruebas de producción de hidrocarburos en su contrato ubicado en aguas profundas, reportando una producción de 2.5 miles de barriles de petróleo.

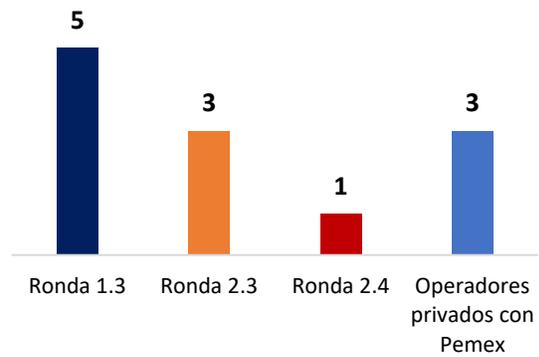
<sup>10</sup> Los contratistas y la CNH reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones de los contratos bajo la modalidad licencia en áreas terrestres, correspondiente a cada periodo y, de acuerdo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

**Gráfica 24. Contratos de licencia con producción**



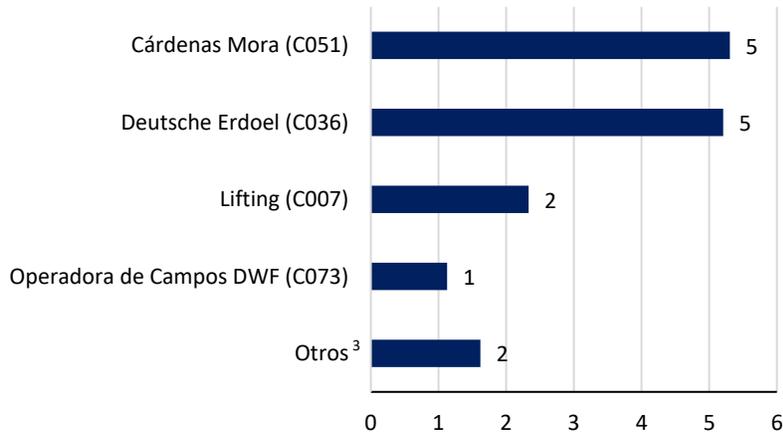
Fuente: FMP

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



Fuente: FMP

**Gráfica 26. Volumen promedio de petróleo extraído por contratista<sup>1 2 3</sup>**  
 abril - junio  
 (Miles de barriles día)



Fuente: FMP.

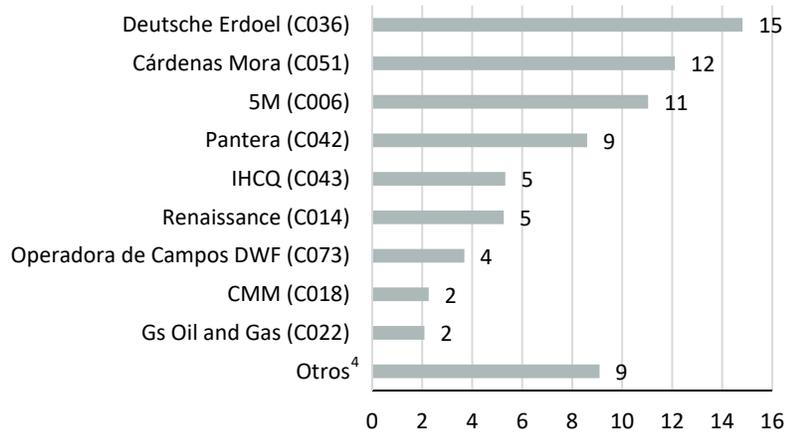
1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2022.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Otros corresponde a los contratistas: Jaguar (C045), Diavaz (C013), Renaissance (C014), Repsol (C055), Óleum (C021) y Bloque VC 01 (C052).



**Gráfica 27. Volumen promedio de gas natural extraído por contratista**<sup>1 2 3</sup>  
 abril - junio  
 (Millones de pies cúbicos día)



Fuente: FMP.

- Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
- Los datos corresponden al volumen producido marzo, abril y mayo de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2022.
- La suma puede no coincidir debido al redondeo.
- Corresponde a los contratistas: Strata (C015), Lifting (C007), Strata (C023), Perseus (C012), Dunas (C019), Mareógrafo (C017), Jaguar (C045) y Diavaz (C013).

El Fondo determinó<sup>11</sup> que el VCH alcanzó 182 mdd, de los cuales 61 mdd corresponden al Estado.

**Tabla 7. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías**<sup>1 2 3</sup>  
 abril - junio  
 (Dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
<b>abr-22</b>	59,145,213	5,821,387	13,762,275	19,583,662
<b>may-22</b>	59,708,403	5,973,913	14,415,160	20,389,073
<b>jun-22</b>	62,685,538	6,355,441	14,866,621	21,222,061
<b>Total</b>	<b>181,539,154</b>	<b>18,150,741</b>	<b>43,044,056</b>	<b>61,194,797</b>

- Los datos corresponden al volumen producido marzo, abril y mayo de 2022, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2022.
- La suma puede no coincidir debido al redondeo.
- Las cifras corresponden a la determinación de los contratos bajo la modalidad de licencia en áreas terrestres

<sup>11</sup> Para los contratos bajo la modalidad de licencia en áreas terrestres.



La regalía base calculada en el periodo fue de 18 mdd. A partir de los precios observados en este periodo se detonaron 159 tasas progresivas, de las cuales 33 corresponden a petróleo, 96 a gas natural y 30 a condensados.

**Tabla 8. Regalía Base**  
abril - junio  
(Porcentaje y dólares)

Hidrocarburo	Tasa mínima <sup>1</sup>	Tasa máxima <sup>1</sup>	Tasa promedio <sup>2</sup>	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	12.54%	11.69%	16,569,916	91.29%
Gas natural asociado	NA	11.02%	5.26%	1,001,790	5.52%
Gas natural no asociado	0.00%	15.16%	1.43%	202,586	1.12%
Condensados	5.00%	15.07%	5.71%	376,449	2.07%
<b>Total</b>				<b>18,150,741</b>	<b>100%</b>

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

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

Asimismo, cada contrato paga una regalía adicional calculada como un porcentaje sobre el VCH y la tasa aplicada es aquella ofrecida por los contratistas en las licitaciones<sup>12</sup>. El monto total calculado para el periodo fue de 43 mdd.

**Tabla 9. Regalía Adicional<sup>1</sup>**  
abril - junio  
(Porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada <sup>1</sup>	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
<b>Operadores privados con Pemex</b>	13%	129,115,231	16,784,980	39.0%
Ronda 1.3	56%	39,195,265	21,866,503	50.8%
Ronda 2.2	25%	4,192,614	1,032,806	2.4%
Ronda 2.3	37%	9,036,043	3,359,767	7.8%
<b>Total</b>		<b>181,539,154</b>	<b>43,044,056</b>	<b>100%</b>

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 6 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos para aquellos contratistas al corriente de sus pagos y retuvo 69, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes.

Adicionalmente, el Fondo está en espera de recibir de parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) las actas de volúmenes de producción de diversos contratos que se encuentran al corriente de sus obligaciones contractuales desde marzo de 2020. Por lo anterior, durante el periodo el Fondo retuvo 3 certificados de pago de un contrato de la ronda 1.3. que se encuentra al corriente de los pagos de contraprestaciones y requieren de dichas actas para su emisión.

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

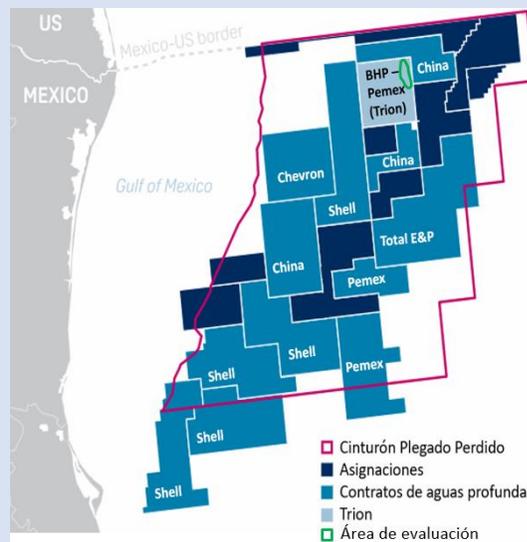
**Análisis del campo en aguas profundas: Trión**

El contrato de exploración y extracción de hidrocarburos (CEE) del campo Trión fue licitado en diciembre de 2016, resultando ganadora la asociación estratégica conformada por BHP Billiton<sup>13</sup> con una participación de 60% como operador del campo y Pemex con el 40%. En marzo de 2017, el CEE fue suscrito bajo la modalidad de licencia con una duración de 35 años, con posibilidad de extenderse a 50 años.

El campo Trión se localiza en aguas profundas y ultra-profundas del Golfo de México, con un tirante de agua que va de los 990 m a los 2,400 m de profundidad y una superficie de 1,285.2 km<sup>2</sup>. El campo pertenece a la provincia petrolera de Cinturón Plegado Perdido, donde también se localizan 10 áreas contractuales y 9 asignaciones.

Actualmente, Trión está cerca de concluir la fase de evaluación, por lo que se estima que se convierta en el primer campo de la región en realizar actividades de desarrollo y eventualmente en iniciar producción. En este contexto, Trión destaca por los avances realizados a la fecha, los cuales se concentran dentro del polígono delimitado como área de evaluación. El resto del campo se encuentra en fase exploratoria (ver Imagen 1).

**Imagen 1. Campos del Área Perdido en el Golfo de México**



Fuente: FMP con información de CartoCritica y S&P Global Platts.

Al 30 de junio de 2022, la asociación formada por BHP Billiton y Pemex ha registrado inversiones totales por 518 mdd integradas por 355 mdd en gastos operativos (69%) y 163 mdd en gastos de capital (31%). De acuerdo con el último Plan de Evaluación<sup>14</sup> aprobado, dicha inversión ha permitido realizar actividades de geología, diseño e instalación de ductos, así como perforación de pozos, superando las unidades del Programa Mínimo de Trabajo<sup>15</sup> en 36%.

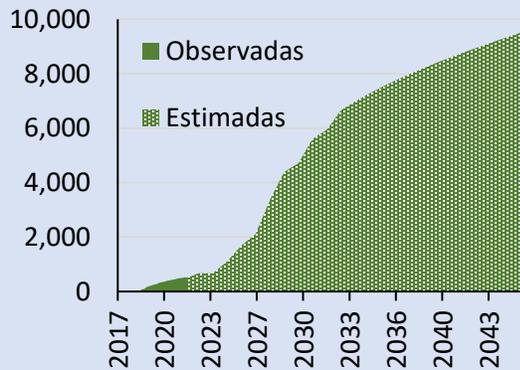
Asimismo, desde 2021 el contratista ha invertido recursos para estudios enfocados al análisis y diseño de una unidad de producción flotante semisumergible (FPU, por sus siglas en inglés). Se estima que se requieran 258 mdd para completar dicho estudio<sup>16</sup>, el cual tiene como propósito proveer la información técnica necesaria para tomar una decisión final de inversión que permita maximizar la producción y rentabilidad del proyecto.

Si bien Trión es el contrato de aguas profundas en México con el mayor monto de inversiones registradas, en perspectiva dicho monto representaría el 5% del total de las inversiones proyectadas durante el ciclo de vida del contrato, las cuales podrían alcanzar los



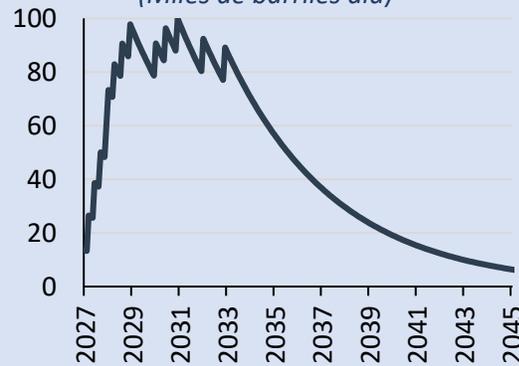
9,582 mdd<sup>17</sup>. El nivel de inversiones es consistente con las características del campo, así como con los retos asociados a ser pionero en la región de Cinturón Perdido. Se espera que las inversiones proyectadas permitan alcanzar el hito de inicio de producción entre 2025 y 2027<sup>18</sup>.

**Gráfica A.1. Proyección de inversiones**  
(Acumulada, millones de dólares)



Fuente: Welligence

**Gráfica A.2. Producción de petróleo estimada**  
(Miles de barriles día)



Fuente: Welligence.

Considerando las actividades realizadas a la fecha, la agencia Welligence prevé una producción aproximada de 311 millones de barriles de petróleo<sup>19</sup> durante la vida del contrato, con un máximo de 100 mbd en 2030.

A continuación, se presenta un ejercicio para determinar la evaluación económica del proyecto con base en sus características contractuales y de mercado. Los principales supuestos son:

- **Producción:** Se tomó como fuente la curva de declinación estimada por Welligence<sup>19</sup>, la cual considera un inicio de producción en 2027 y un pico de 100 mbd en 2030. El promedio del volumen extraído a lo largo de la vida del contrato sería de 44.8 mbd.
- **Inversiones:** Las cifras observadas provienen del Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC). Los pronósticos toman como fuente Welligence. El monto acumulado del proyecto ascendería a 9,582 mdd.
- **Precio de petróleo:** Se utilizó la serie de precios de largo plazo del *West Texas Intermediate* (WTI) publicada por WoodMackenzie, menos un diferencial de 7 dólares por barril (dpb)

<sup>13</sup> El 1º de junio de 2022 se completó la adquisición de BHP Billiton por parte de Woodside Energy Group.

<sup>14</sup> Se refiere a la modificación al Plan de Evaluación aprobada en octubre de 2020 por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

<sup>15</sup> Se refiere a los montos de inversión (unidades de trabajo) mínimos que el contratista se compromete a llevar a cabo durante cada etapa del contrato. En particular, se hace referencia a la etapa de evaluación.

<sup>16</sup> Conforme al comunicado del 19 de diciembre de 2021, disponible en portal oficial de BHP ([www.bhp.com](http://www.bhp.com)).

<sup>17</sup> De conformidad con lo estimado por la agencia Welligence.

<sup>18</sup> El contratista pronostica la entrada en producción entre 2025 y 2026, mientras que Welligence prevé dicha producción durante 2027. El presente documento utiliza el escenario propuesto por este último, al ser el más conservador.

<sup>19</sup> La agencia Welligence reportó haber utilizado la información de campos análogos en EE. UU. (Great White, Silvertip y Tobago) para ajustar la declinación de la curva de producción.

entre la MME y el WTI<sup>20</sup>. El precio promedio proyectado para la MME durante la fase productiva del proyecto, entre 2027 y 2045, sería de 69.4 dpb.

Con base en los supuestos anteriores, se realizó el cálculo de contraprestaciones esperadas por la totalidad del proyecto en apego a lo establecido en el CEE en modalidad de licencia para aguas profundas. En particular, a favor del Estado se contemplan la regalía base<sup>21</sup>, la contraprestación adicional sobre el el valor contractual de los hidrocarburos (regalía adicional)<sup>22</sup> y la cuota contractual para la fase exploratoria<sup>23</sup>. En lo que respecta al contratista, le corresponde la producción como contraprestación<sup>24</sup>.

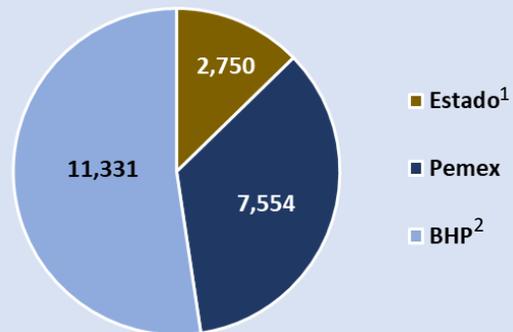
Asimismo, se estima que la producción de hidrocarburos podría generar ingresos acumulados por 21,635 mdd. Lo anterior, resulta de multiplicar el volumen esperado de petróleo por la estimación de precios para la MME durante la vigencia del contrato.

Se proyecta que los ingresos del Estado al final del proyecto sumen 2,750 mdd. Estos se componen de 1,623 mdd por regalía base, 879 mdd por regalía adicional, 15 mdd por el pago de cuota exploratoria, así como ingresos por el impuesto asociado a las actividades de exploración y extracción estimados en 228 mdd.

Pemex recibiría 7,554 mdd, mientras que la contraparte privada percibiría 11,331 mdd. Lo anterior considera que los ingresos derivados de la producción se repartan entre los contratistas conforme a la participación definida en la licitación, después de cumplir con sus obligaciones contractuales.

En suma, Trión podría convertirse en el primer campo mexicano en aguas profundas del Golfo de México en realizar actividades de desarrollo e iniciar producción en un horizonte menor a cinco años. Asimismo, es el contrato en aguas profundas con el mayor monto de inversiones registradas, las cuales han contribuido al desarrollo de la región petrolera de Cinturón Plegado Perdido. Dichos avances reflejan una perspectiva económica positiva respecto a los ingresos proyectados para el Estado y para el contratista.

**Gráfica A.3. Composición de los ingresos asociados a la producción**  
(millones de dólares)



Fuente: FMP.

1. Considera los pagos asociados a la producción, la cuota exploratoria e impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos.
2. El 1º de junio de 2022 se completó la adquisición de BHP Billiton por parte de Woodside.

<sup>20</sup> El diferencial entre MME y WTI es aquel utilizado en la programación financiera publicada en abril de 2022.

<sup>21</sup> Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 6, inciso III de la LISH, la cual se estima como un porcentaje del VCH. La tasa promedio del ejercicio fue 7.5%.

<sup>22</sup> Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 6, inciso IV de la LISH. La tasa promedio del ejercicio fue 4.06%, considerando la tasa ofrecida por el contratista al inicio del contrato asciende a 4% y el mecanismo de ajuste previsto en el contrato se activó en 95 periodos.

<sup>23</sup> Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 6, inciso II de la LISH.

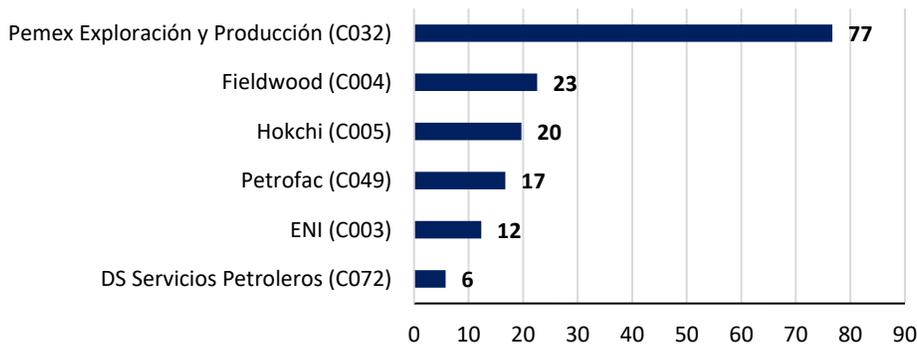
<sup>24</sup> Se refiere a la Transmisión Onerosa establecida en el contrato, la cual le corresponde al contratista siempre y cuando se encuentre al corriente de sus obligaciones contractuales.

### 3.2 Contratos de producción compartida con producción

En el periodo que se reporta, 7 de los 35 contratos de producción compartida extrajeron al menos un hidrocarburo, de los cuales cinco reportaron petróleo, condensados y gas natural asociado, uno gas natural no asociado y condensados y un contrato extrajo solamente petróleo. La producción promedio de dichos contratos durante el periodo fue de 154 mbd de petróleo y 191 mmpcd de gas natural.

El contrato Ek-Balam (C032) aportó el 50% del crudo extraído bajo la modalidad de producción compartida.

**Gráfica 28. Volumen promedio de petróleo extraído por contratista<sup>1 2</sup>**  
 abril - junio  
 (Miles de barriles día)



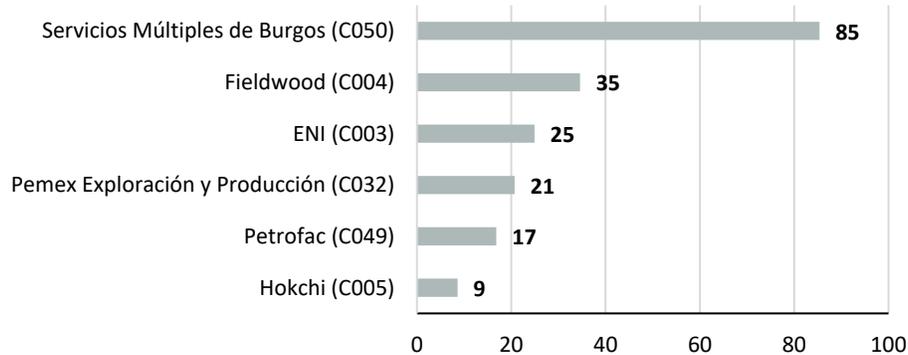
1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo de 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2022.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.



**Gráfica 29. Volumen promedio de gas natural extraído por contratista<sup>1 2 3</sup>**  
 abril - junio  
 (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 2022, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2022.

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 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 1,551 mdd.

**Tabla 10. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida<sup>1 2</sup>**  
 abril - junio  
 (Dólares)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
<b>abr-22</b>	471,353,391	437,544,423	29,973,747	3,835,221
<b>may-22</b>	500,977,717	466,102,030	32,306,641	2,569,045
<b>jun-22</b>	578,937,898	534,986,145	41,258,852	2,692,901
<b>Total</b>	<b>1,551,269,005</b>	<b>1,438,632,598</b>	<b>103,539,240</b>	<b>9,097,167</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido marzo, abril y mayo de 2022, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2022.

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 producción <sup>1 2</sup>**  
abril - junio

<b>Contraprestaciones a favor de:</b>	<b>Petróleo</b> (miles de barriles)	<b>Gas Natural</b> (billones de BTU)	<b>Condensados</b> (miles de barriles)
<b>Estado</b>	7,780	6,404	68
<b>Pemex</b>	2,710	4,115	44
<b>Operadores privados</b>	3,661	7,584	60
<b>Total</b>	<b>14,151</b>	<b>18,104</b>	<b>172</b>

1. Los datos corresponden al volumen producido marzo, abril y mayo de 2022, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio de 2022.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Al igual que para el caso de los contratos de licencia, el Fondo se ha encontrado imposibilitado a emitir certificados de pago de los contratos que requieren la recepción de las actas suscritas entre CNH y los contratistas referentes a los volúmenes por hidrocarburo. En este supuesto se ubican 9 certificados de pago correspondientes a los tres contratos de la Ronda 1.2 que se encuentran en producción comercial regular.

Adicionalmente, como parte del proceso de cálculo de contraprestaciones de producción compartida, se aplicaron correcciones a la información de costos en el sistema informático del Fondo registrada por los contratistas de ENI (C003), Fieldwood (C004) y Hokchi (C005). Lo anterior, como resultado de las labores de verificación que realiza la SHCP.

En el trimestre, también se ejecutaron ajustes al cálculo de contraprestaciones derivados de modificaciones realizadas por la CNH a la información que se utiliza como insumo para los contratos de ENI (C003), Fieldwood (C004), Hokchi (C005), Pemex (C032), Petrofac (C049) y Servicios Múltiples de Burgos (C050). Asimismo, se recalcularon las contraprestaciones de 85 periodos que corresponden en su conjunto a los contratos de ENI (C003), Hokchi (C005), Pemex (C032), Petrofac (C049), Servicios Múltiples de Burgos (C050) y DS Servicios Petroleros (C072), con motivo de la incorporación de la información de inversiones de los presupuestos 2021 y 2022 que fue habilitada para los contratistas. Lo anterior, resultado de la carga extemporánea de dichos presupuestos en el sistema informático del Fondo por parte de la CNH.

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, el Fondo recibió 672 mdd por parte de P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V. (P.M.I) derivados de la comercialización de los hidrocarburos del Estado para los periodos de febrero a abril de 2022.



**Tabla 12. Ingresos por comercialización<sup>1</sup>**  
 abril - junio  
 (Millones de dólares)

<b>Comercializador</b>	<b>Importe<sup>2</sup></b>
P.M.I. <sup>3</sup>	671.72

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003), Fieldwood (004) y Hokchi (C005).
2. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen los intereses asociados a dichos importes por un monto de 972 dólares.
3. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Durante el segundo trimestre, el comercializador del Estado recibió el pago de sus comisiones, conforme a lo siguiente:

**Tabla 13. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado<sup>1</sup>**  
 abril - junio  
 (Dólares)

<b>Comercializador</b>	<b>Importe (No incluye IVA)</b>
PMI <sup>2</sup>	24,385,503

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003), Fieldwood (004) y Hokchi (C005).
2. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

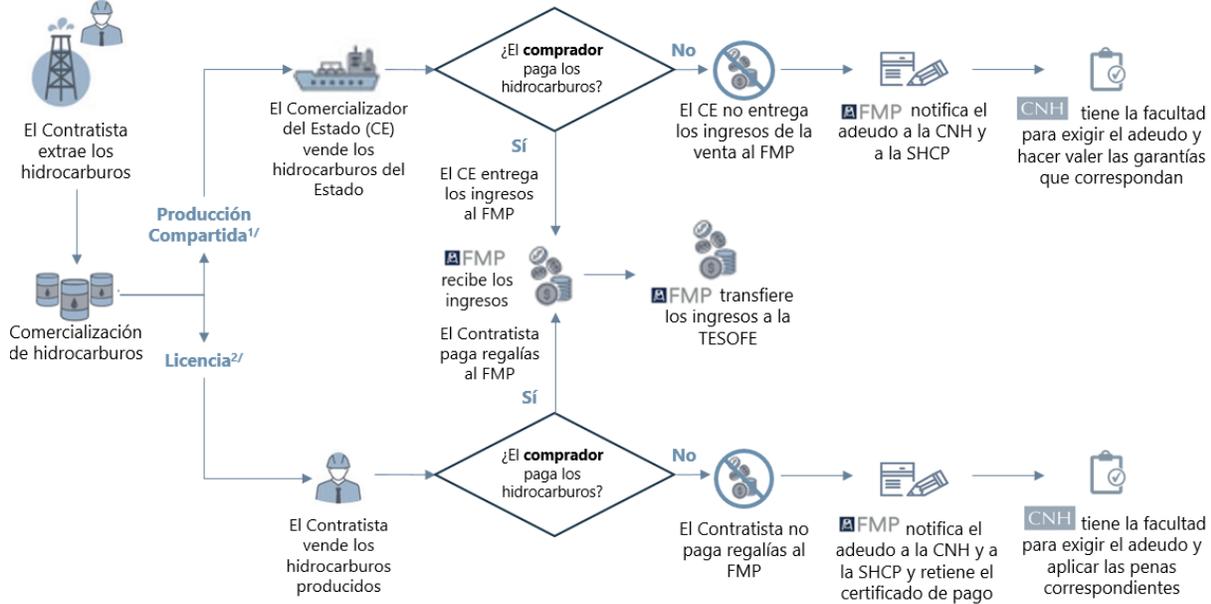
Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 2,217 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión<sup>25</sup>.

### **3.3 Contraprestaciones pendientes de pago al Estado de las actividades de extracción de hidrocarburos**

Al 30 de junio, las contraprestaciones pendientes de pago al Estado aumentaron en 17% respecto de lo observado el trimestre previo y ascienden a 39.7 mdd.

<sup>25</sup> Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 de los contratos de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima de los acuerdos para la recepción y entero del IVA suscritos por la CNH y el Fondo.

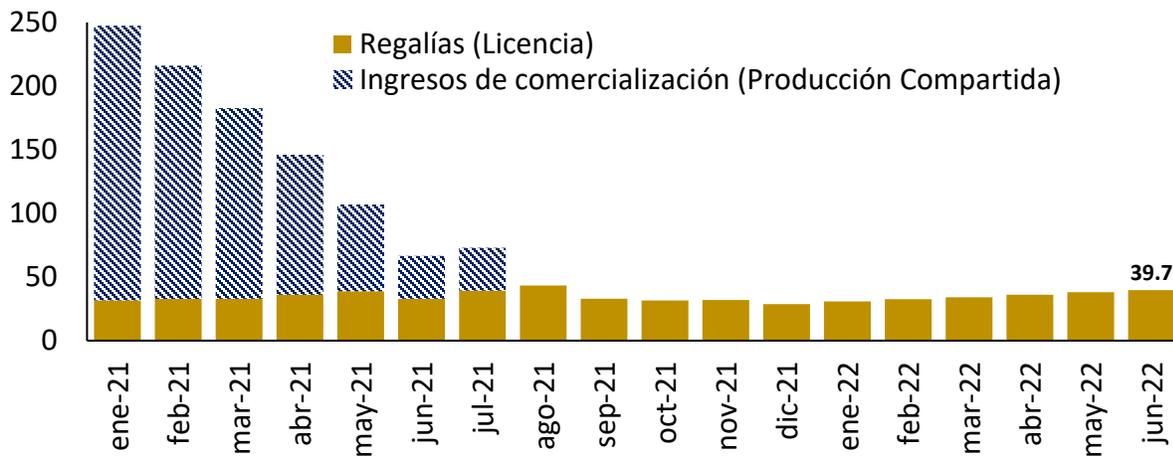
### Diagrama 1. Contraprestaciones pendientes de pago al Estado



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.

### Gráfica 30. Adeudos al Estado acumulados (Millones de dólares)





## 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 operación del fideicomiso ascendieron a 23,860,092 pesos, conforme a lo siguiente:

**Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México<sup>1/</sup>**  
abril-junio  
(Millones de pesos)

<b>Concepto</b>	<b>2o Trimestre</b>
Recursos Humanos	11.3
Costos de Ocupación	1.6
Tecnologías de la Información	7.3
Otros Gastos de Operación	0.4
Subtotal	20.6
IVA	3.3
<b>Total</b>	<b>23.9</b>

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

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

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

### 4.3. Otras actividades relevantes

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

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

Durante el segundo trimestre el Fondo recibió 24 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) orígenes y destinos de la renta petrolera; b) presupuesto 2022; c) pagos recibidos por los derechos por la utilidad compartida y extracción de hidrocarburos; d) producción y extracción de diversos pozos petroleros; e) procedimientos de contratación de recursos materiales, y f) Información sobre el Comité Técnico del Fondo.

**ii. 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 Sistema de Información Económica de Banxico (SIE-Banxico). Actualmente, el Fondo actualiza de forma mensual 4,373 series estadísticas, 438 cuadros analíticos y 6 estructuras de información.

**iii. Estrategia de comunicación**

En este periodo, se incorporaron nuevas infografías en la cuenta de Twitter con el fin de ampliar la información asociada a las estadísticas más relevantes del Fondo y los precios de los principales crudos marcadores.

**b. Fiscalización y Control Interno****i. Auditor Interno**

Durante el desarrollo de la auditoría GAS-12/22, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por la Unidad de Auditoría. Una vez que concluya la referida auditoría, se informarán los resultados al Comité.

**ii. Fortalecimiento al Control Interno**

Durante este trimestre, en conjunto con la Dirección General de Contraloría y Administración de Riesgos y con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido tanto en el Plan de trabajo de ciberseguridad como en la Norma administrativa interna de Gestión de la Información, se concluyó la evaluación de riesgos de seguridad de la información. Con lo anterior, se busca fortalecer la confidencialidad, integridad o disponibilidad de la información del Fondo.

**c. 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 y la SENER.



**FMP**

Informe trimestral abril- junio 2022

**Anexo. Estados financieros**