

La información contenida en el presente informe es preliminar. El informe trimestral definitivo será dado a conocer en su oportunidad, una vez que el Comité Técnico del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo pueda sesionar válidamente y, en su caso, aprobar el referido informe.

Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
abril-junio 2024**

Ciudad de México, 25 de julio de 2024

## **INFORME TRIMESTRAL ABRIL-JUNIO 2024**

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 (Fondo).

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



## Contenido

---

<b>1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS .....</b>	<b>4</b>
1.1. Ingresos .....	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos .....	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (en lo sucesivo "Contratos") .....	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
<b>2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO .....</b>	<b>10</b>
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 .....	18
<b>3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS.....</b>	<b>19</b>
3.1 Contratos de licencia con producción .....	21
3.2 Contratos de producción compartida con producción .....	24
<b>4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO .....</b>	<b>27</b>
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México .....	27
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo .....	27
4.3. Otras actividades relevantes .....	27
a. Transparencia y acceso a la información pública .....	27
i. Atención a solicitudes de acceso a la información .....	27
ii.Publicación de estadísticas .....	27
iii.Comunicación y difusión .....	28
b. Fiscalización y Control Interno .....	28
c. Talleres para contratistas .....	29

## 1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

### 1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 471 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 48,618 millones de pesos<sup>1</sup>.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 66.1% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 32.9% y los de exploración el 1.0%.

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

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

	abril-junio 2023	abril-junio 2024	Δ% (2024 vs. 2023)
<b>Derecho por la Utilidad Compartida</b>	57,868	32,149	-44%
<b>Derecho de Extracción de Hidrocarburos</b>	10,228	16,007	56%
<b>Derecho de Exploración de Hidrocarburos</b>	441	462	5%
<b>Total</b>	<b>68,537</b>	<b>48,618</b>	<b>-29%</b>

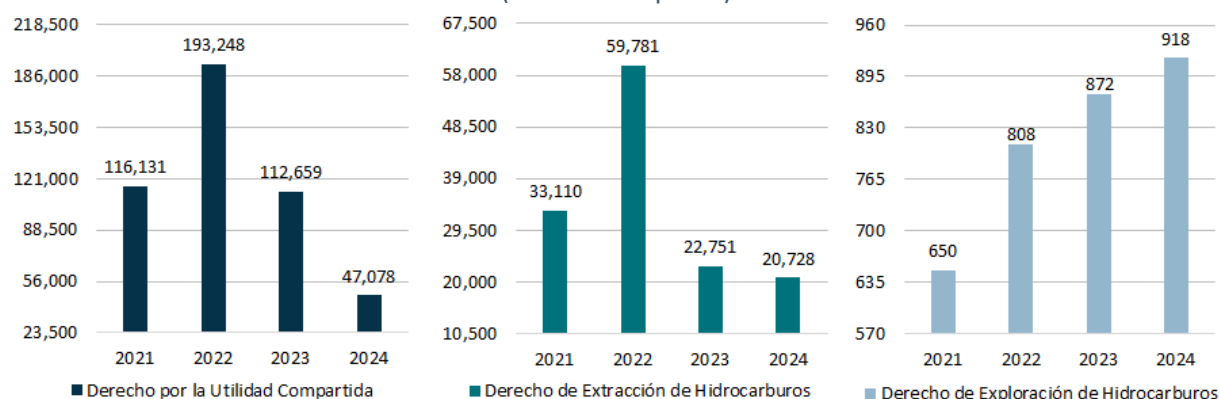
En el segundo trimestre, destaca la caída en los ingresos por derechos por la utilidad compartida respecto del mismo periodo del año anterior, lo cual se explica principalmente por la reducción de la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), que disminuyó del 40% al 30%, de acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2024. Así como por el pago provisional pendiente de recibir del DUC correspondiente al mes de mayo, que se difirió para su recepción a más tardar el 31 de julio<sup>2</sup>.

A continuación, se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a junio de los ejercicios 2021 a 2024 (Gráfica 1):

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

<sup>2</sup> Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado el 25 de junio en el Diario Oficial de la Federación.

**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 el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado<sup>3</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>4</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	516	
Regalía Adicional		13
Regalía Base		7
Penas convencionales		36
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular <sup>3/</sup>		408
<b>Total</b>	<b>516</b>	<b>464</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.

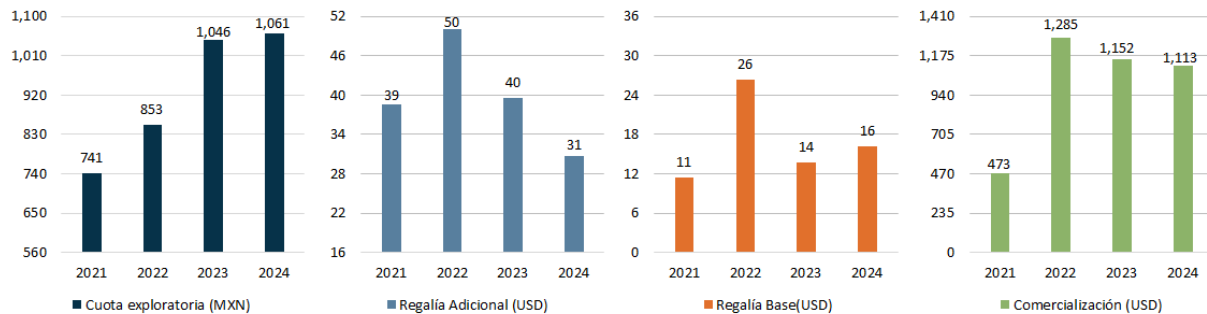
<sup>3/</sup> Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de \$326,049 dólares.

<sup>3</sup> Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

<sup>4</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 por parte de los contratistas durante los ejercicios de 2021 a 2024:

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



En lo que respecta a los ingresos provenientes de los contratos, se observaron incrementos en los rubros de cuota exploratoria y regalía base, por otra parte, se registraron disminuciones en los ingresos por comercialización y regalía adicional. Entre enero y junio de 2024, el promedio para la Mezcla Mexicana de Exportación se ubicó en \$73.64 dólares por barril, mientras que para 2023, el promedio del semestre fue de \$65.87 dólares por barril, un incremento de 11.8%. Adicionalmente, en este mismo periodo las recepciones en dólares presentaron una disminución de 7.4% con respecto al mismo periodo del año pasado.

## 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>5</sup>, conforme a lo siguiente:

<sup>5</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>574</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>4</b>
<b>VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	<b>56,659</b>
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	34
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	56,625
<b>Total</b>	<b>57,237</b>

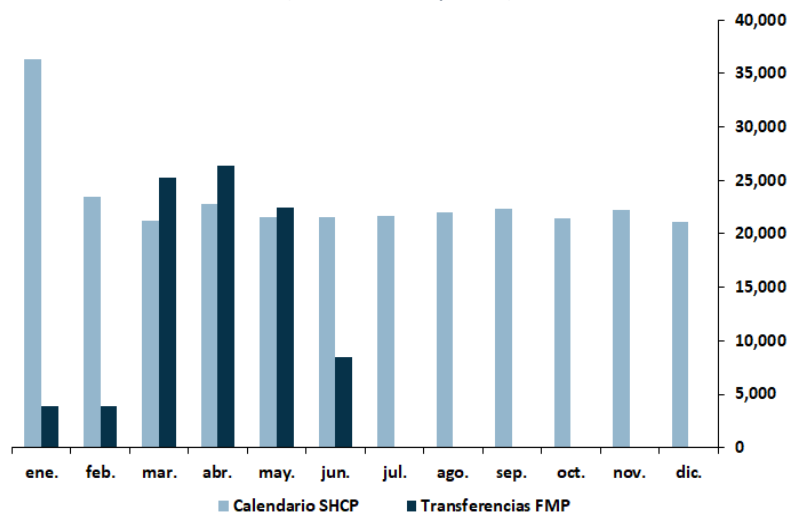
<sup>1/</sup> Los montos pueden no coincidir por redondeo.

<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 57,237 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 90,345 millones de pesos equivalentes al 0.3% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2024. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2024 estimó para este ejercicio fiscal, transferencias por 277,774.3 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 0.8% del PIB.

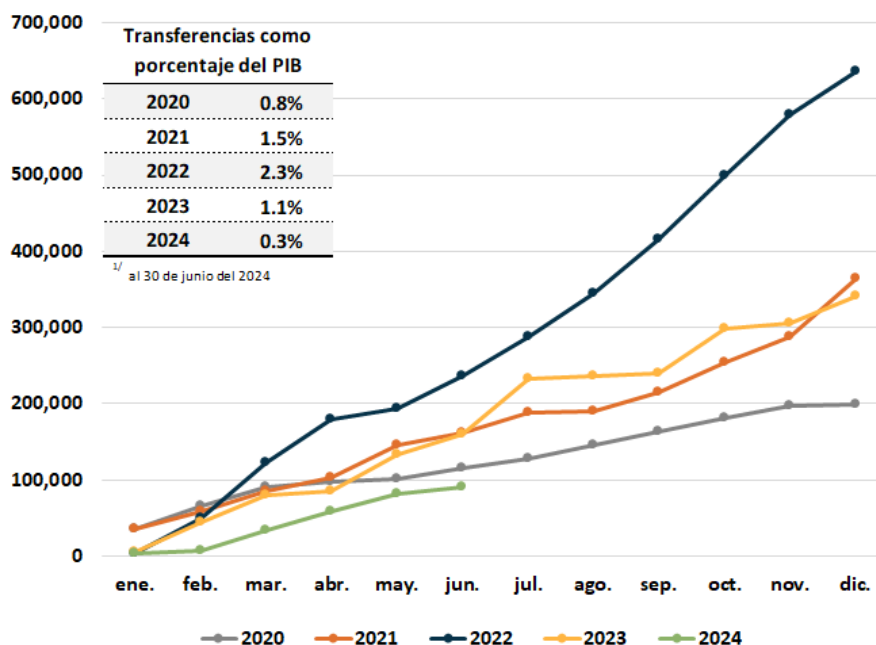
La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

**Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP**  
(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 2020 a 2024 (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 el 1 de febrero de 2022, conforme a la Quinta Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2021. Primera Versión Anticipada, publicada el 24 de diciembre de 2021, en la página del SAT.



### 1.3 Registro del Fiduciario

Durante el segundo trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de 26 convenios modificatorios a contratos, para lo cual remitió la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que la documentación enviada por la CNH estuviera completa y cumpliera con los requisitos para la inscripción y procedió a emitir diecinueve constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 15 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 una constancia de inscripción.

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 2024**

Ronda	Contratos en Exploración <sup>1/</sup>		Contratos en Producción <sup>2/</sup>		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	0	10	4	20	34
Dos	10	27	-	13	50
Tres	15	-	1	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>38</b>	<b>9</b>	<b>36</b>	<b>108</b>

<sup>1/</sup> Con exploración se refiere a los contratos que realizaron actividades de exploración y/o evaluación.

<sup>2/</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 2024<sup>1/</sup>**

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	272
Asignación de exploración y extracción	96
Asignación de resguardo	44
<b>Total</b>	<b>412</b>

<sup>1/</sup> Fuente: Fondo con datos de SENER a junio 2024.

## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

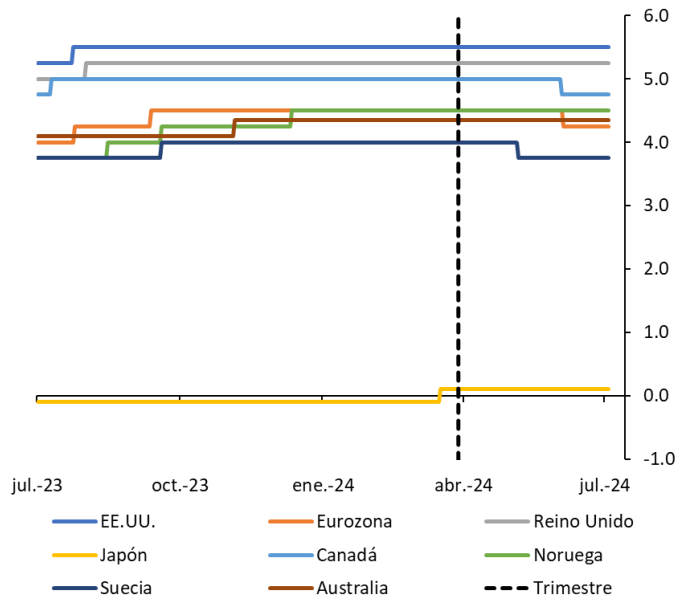
### 2.1. Administración de la cartera de inversión

#### a. Condiciones económicas

El segundo trimestre se caracterizó por el inicio de la flexibilización monetaria a nivel mundial, impulsada por el progreso constante hacia los objetivos de inflación de los diferentes bancos centrales. Las autoridades monetarias reiteraron que los siguientes movimientos serán dependientes de los datos, por lo que permanecen vigilantes y preparadas para ajustar sus estrategias según sea necesario.

Los bancos centrales de la Eurozona, Canadá y Suecia fueron los primeros en reducir su nivel de restricción monetaria y recortaron sus tasas de referencia en 25 puntos base (pb). En el detalle, el Banco Central Europeo (BCE) reiteró su compromiso de asegurar que la inflación vuelva a su objetivo del 2% de manera sostenible, y si bien reconoció una trayectoria descendente en la misma, destacó que los salarios aún enfrentan presiones, sobre todo aquellos del sector servicios, afectando así a las expectativas inflacionarias y futuras decisiones de política monetaria.

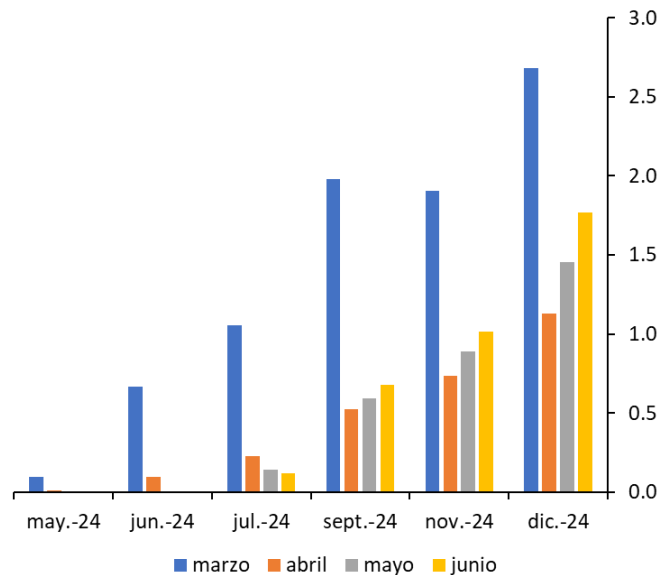
**Gráfica 5. Trayectoria de las tasas de referencia de bancos centrales seleccionados**  
(Porcentaje, %)



Fuente: Bloomberg.

En los EE.UU. prevaleció la volatilidad en los mercados en un contexto de cifras económicas mixtas, que se reflejó en cambios en la trayectoria de la tasa de referencia de la Reserva Federal, implícita en el mercado de futuros de Fed Funds. (Gráfica 6 ).

**Gráfica 6. Recortes implícitos a final del mes de acuerdo con los futuros de Fed Funds**  
(Número)



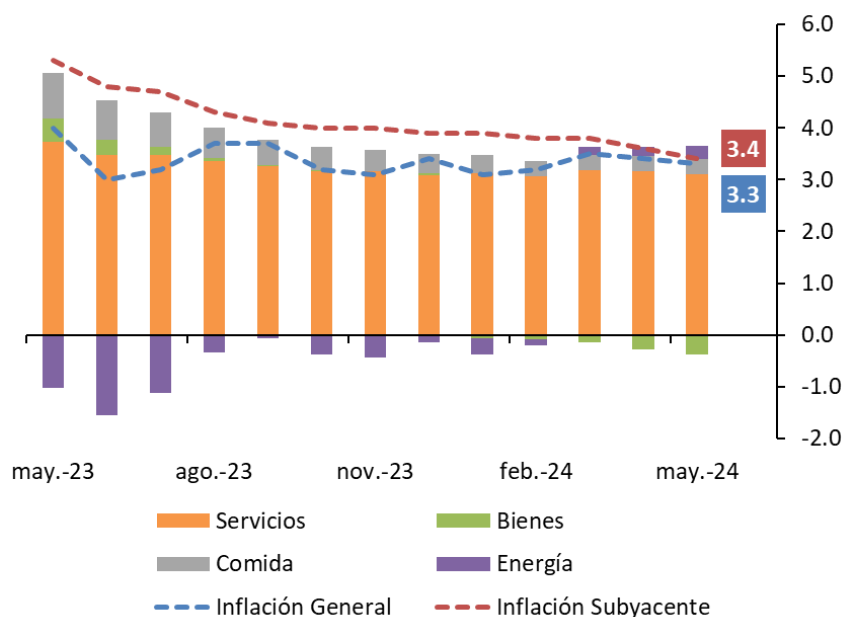
Fuente: Bloomberg

En el detalle, a inicios del periodo el reporte de empleo de marzo reveló un mercado laboral más ajustado al reportar una construcción de 303 mil plazas en el sector no agrícola, cuando se esperaba una creación de 214 mil. Además, las cifras de los dos meses previos fueron revisadas al alza en 22 mil plazas. El reporte correspondiente a mayo sorprendió al consenso con una creación de 272 mil empleos, a pesar de que hubo revisiones a la baja en la cifra del mes anterior. Sin embargo, la nota positiva fue que la tasa de desempleo registró un aumento, al pasar de 3.9% al 4%.

Por su parte, los precios al consumidor de marzo sorprendieron al alza, tanto en el componente general, como en el subyacente. La inflación general fue de 3.5% año a año, cuando se esperaba un 3.4%, mientras que el indicador subyacente se colocó en un nivel de 3.8%, superando al 3.7% esperado, ambas mostrando una aceleración respecto a la cifra previa. Esta tendencia se revirtió hacia final del trimestre, con la cifra de la inflación general de mayo cayendo a 3.3% y la subyacente a 3.4%, reflejando una disminución en los precios de servicios (Gráfica 7). Cabe destacar que el PCE, indicador de precios preferido por los miembros de la Reserva Federal, continuó su trayectoria al 2% al caer a un nivel de 2.6%.

Por lo que toca al PIB para el primer trimestre del año, este presentó un crecimiento anualizado de 1.6%, menor al 2.5% esperado y revelando cierta debilidad en la actividad económica, sin embargo, el índice de precios del gasto de consumo personal que se publica en conjunto registró una inflación de 3.7%, por arriba de las estimaciones de los participantes del mercado.

**Gráfica 7. Inflación que enfrentan los consumidores por sector**  
(porcentaje, %)

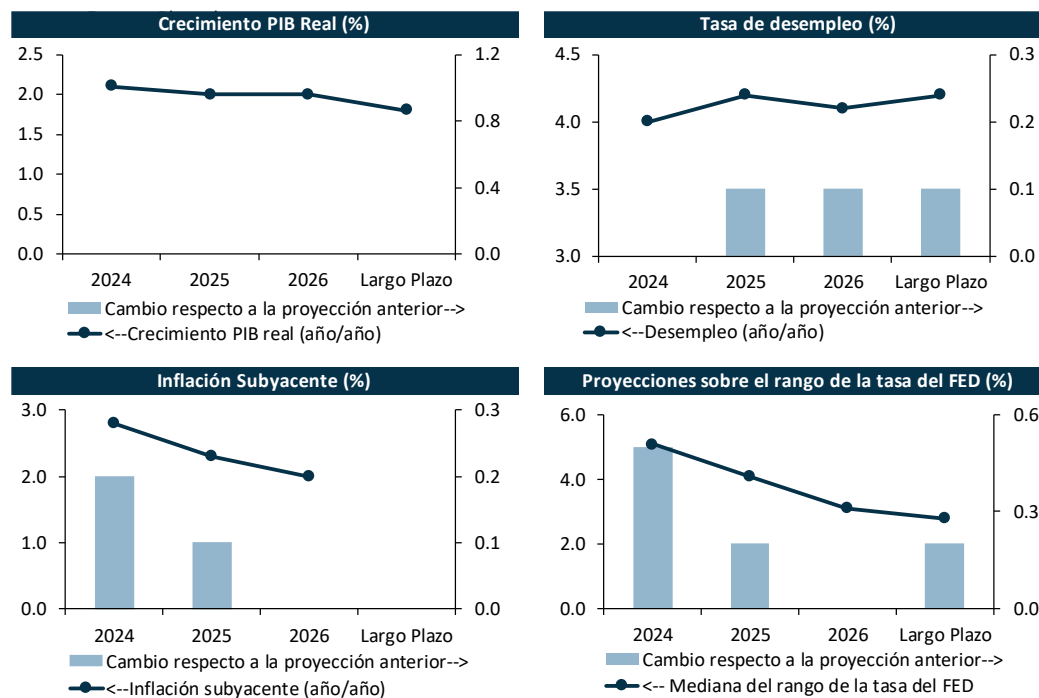


Fuente: Bloomberg

De esta forma, al inicio del trimestre y ante el deterioro de las cifras de inflación y el aumento en la nómina no agrícola, los inversionistas atrasaron las expectativas del primer recorte en la tasa de referencia en EE.UU. hasta diciembre. No obstante, tras la publicación de cifras económicas más positivas, en su reunión de junio la Reserva Federal mantuvo la tasa de referencia en rango entre el 4.5% y el 4.75%, con un comunicado en un tono acomodaticio, recalcando el compromiso del Comité por cumplir su mandato dual de promover estabilidad de precios y pleno empleo, destacando que la economía ha hecho un considerable progreso hacia esos objetivos, aunque advirtiendo que inflación aún es alta. Asimismo, actualizaron sus pronósticos macroeconómicos, los cuales dejaron ver que anticipan comenzar el ciclo de ajuste monetario en un contexto de una economía resiliente, un mercado laboral fuerte, pero con un enfriamiento respecto los niveles actuales y una inflación aún por arriba del objetivo del banco central (Gráfica 8).

Las proyecciones de los movimientos en la tasa de referencia por parte de los miembros de la Reserva Federal mostraron una mediana de 4.125% para el 2024, proyectando solamente un recorte para ese año, mientras que para 2025 la mediana ahora es de 4.125%, 25 pb por arriba del 3.875% previo.

**Gráfica 8. Proyecciones macroeconómicas del Comité de Operaciones de Mercado Abierto, FOMC**  
(porcentaje, %)

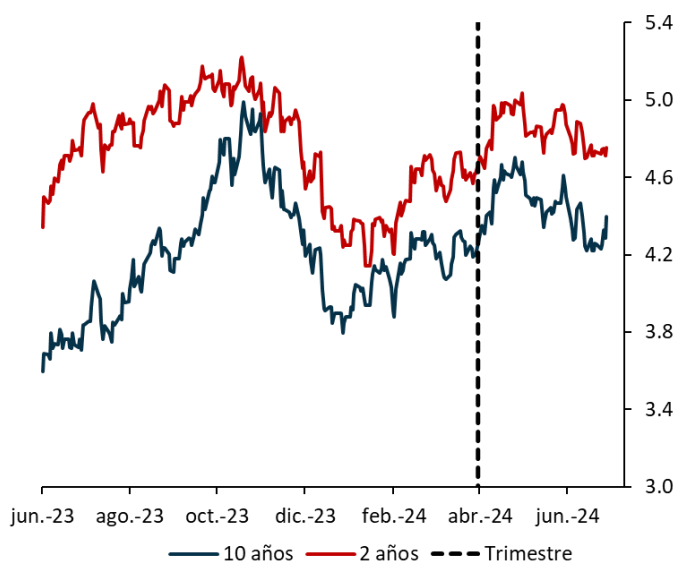


Fuente: Bloomberg

Con esto, la curva de las notas del Tesoro de EE.UU. mostró un empinamiento de 7 pb entre el nivel de las tasas de dos y diez años, plasmando los aumentos de 13 pb en las notas de corto plazo y 20 pb en las de largo plazo (Gráfica 9). Por su parte, los principales índices de capitales en EE.UU. cerraron con movimientos mixtos, destacando el avance de 8.3% en el Nasdaq.

El diferencial entre tasas de las notas del Tesoro de EE.UU. y las de deuda corporativa cerró el trimestre con un incremento de 4 pb, ubicándose en 94 pb. Por otro lado, el diferencial de agencias cerró el periodo con una caída de 1.69 pb, alcanzando un nivel de 11.3 pb.

**Gráfica 9. Trayectoria de las tasas de deuda soberana de EE.UU. de dos y diez años**  
(Porcentaje, %)

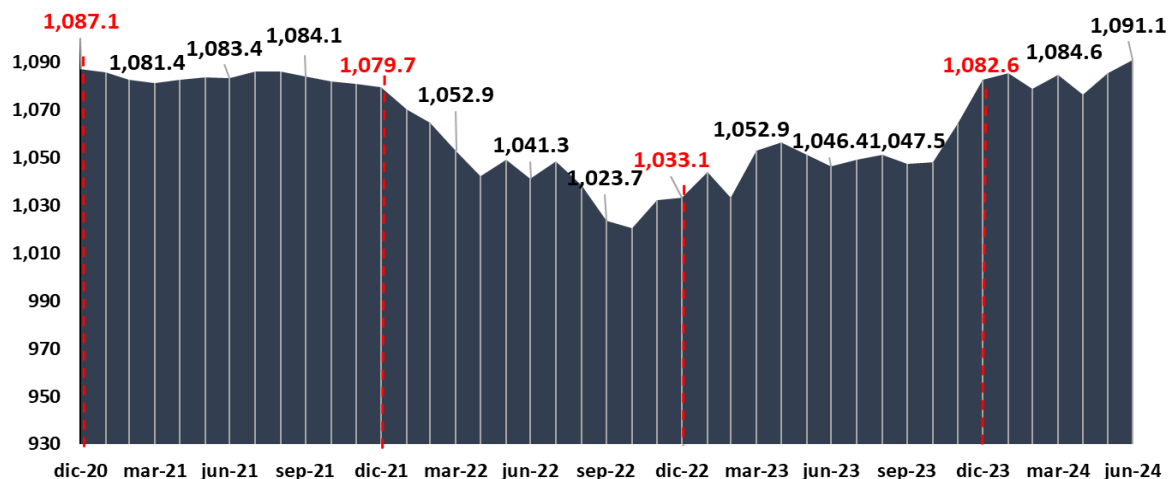


Fuente: Bloomberg

## b. Desempeño de la cartera de inversión

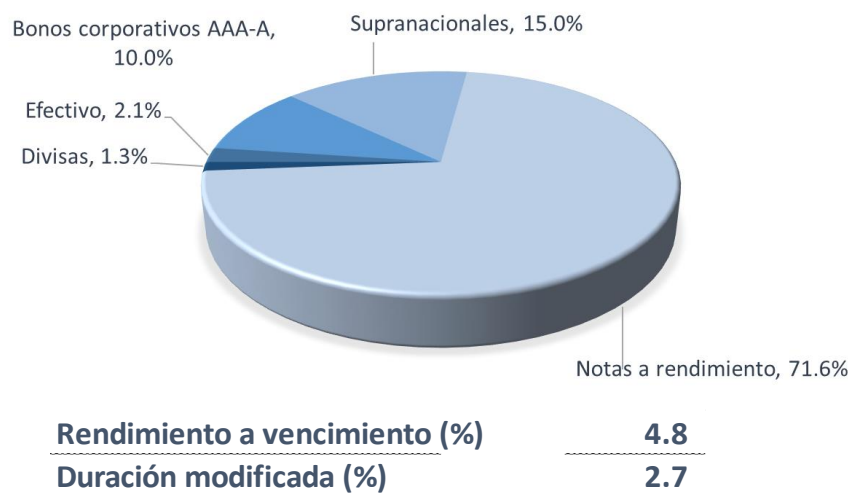
La cartera de inversión presentó un rendimiento positivo de 0.6%, nueve puntos base por debajo del de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,091.1 millones de dólares.

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



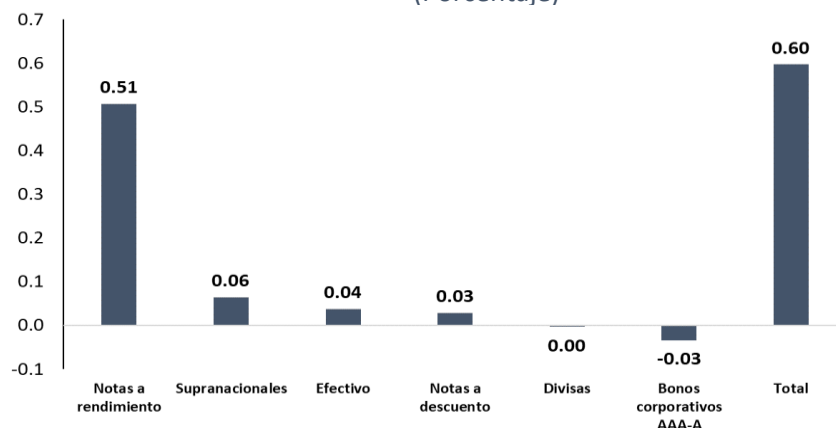
La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajustó a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos de entre 2 a 3 años en promedio.

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



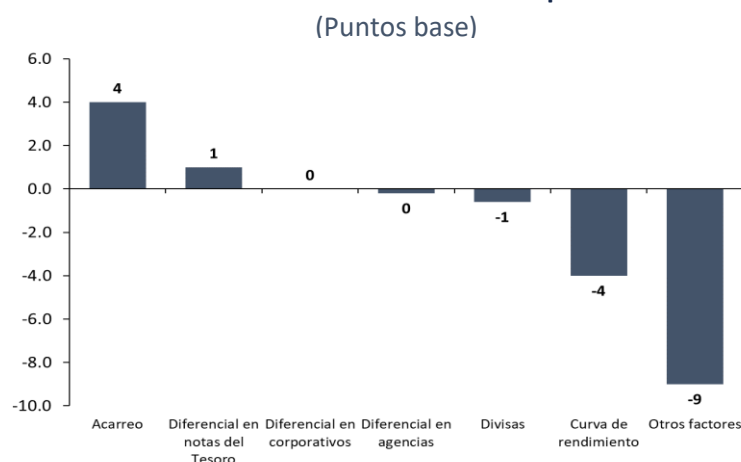
El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño positivo de las notas a rendimiento del Tesoro estadounidense, sector que sumó 51 pb al rendimiento total. En un ambiente de repunte de tasas de corto y largo plazo, el sector corporativo tuvo un desempeño negativo quitando 3 pb. La cartera de inversión mantuvo una exposición en efectivo mediante posiciones en depósitos las cuales agregaron 4 pb al rendimiento total.

**Gráfica 12. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo**  
(Porcentaje)



En el detalle, los 9 pb de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores<sup>7</sup> como se puede observar en la gráfica 13. En primer lugar, se observa 9 pb negativo en el factor que se refiere a la selección individual de instrumentos que conforman la cartera de inversión. Posteriormente, como resultado de las posiciones largas que se tomaron en el sector de 2 y 3 años, destaca el efecto negativo de 4 pb en el factor asociado con la curva de rendimiento. Asimismo, se observa un efecto positivo en el acarreo que se puede atribuir a la naturaleza de los instrumentos que integran la cartera de inversión. Por otra parte, se puede observar el efecto negativo en 1pb en el factor de divisas.

**Gráfica 13. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija**



La Tabla 6 presenta el origen de la diferencia entre los rendimientos de ambas carteras considerando los efectos de atribución<sup>8</sup>. Se observa un efecto negativo de 6 puntos base como resultado de la asignación de activos derivado de las posiciones tomadas en el periodo y que originaron que no se invirtiera en el sector de notas a descuento. Por otra parte, las posiciones en divisas que se tomaron en el periodo contribuyeron de manera negativa con 1 pb. Por último, la selección de instrumentos restó 2 pb.

**Tabla 6. Diferencia en rendimientos: Cartera Inversión vs Cartera Parámetro**

(Puntos base)

	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Costos de transacción	Efecto por Divisas	Total por atribución
<b>TOTAL</b>	<b>-6</b>	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>-1</b>	<b>-9</b>
Notas a descuento y Efectivo	-7	0	0	0	-7
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	1	-1	0	0	0
Notas a rendimiento (5 años)	-1	0	0	0	-1
Supranacionales	0	0	0	0	-1
Divisas	1	0	0	-1	0

<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> Los efectos de atribución son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii) costos de transacción, rendimiento generado al operar a un precio por encima o por debajo del precio de cierre.

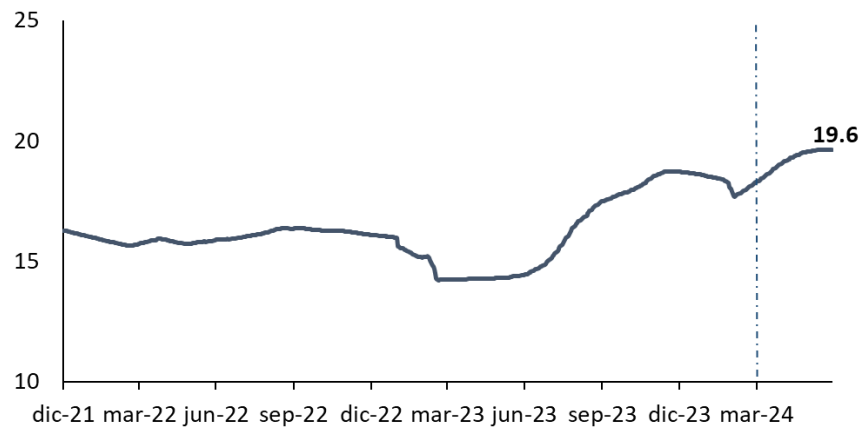


## 2.2 Administración de riesgos

### a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el Tracking Error<sup>9</sup> de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 19.6 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

**Gráfica 14. Tracking Error de la cartera de inversión**  
(Puntos base)



Por otra parte, el Valor de Riesgo<sup>10</sup> (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 27.3 pb (Gráfica 15) contra 27.5 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 3 millones de dólares en un día. Las notas a rendimiento del Tesoro de EE.UU. fueron los activos con la mayor contribución al VaR de la cartera de inversión con alrededor del 56%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 23%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 21% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 16). Se puede observar un descenso marginal del VaR durante el segundo trimestre del año en curso reflejando un sentimiento todavía mixto sobre los mercados ante las decisiones de política monetaria.

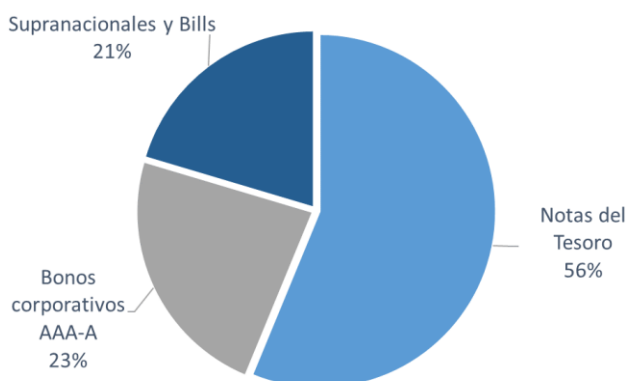
<sup>9</sup> El Tracking Error representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son pb.

<sup>10</sup> El Valor de riesgo o VaR (por sus siglas en inglés) es una medida utilizada para cuantificar las pérdidas potenciales en un periodo determinado y con una cierta probabilidad (en este caso, con probabilidad de 95%).

**Gráfica 15. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión**  
(Puntos base)



**Gráfica 16. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión**



## b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

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

**Tabla 7. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de junio**

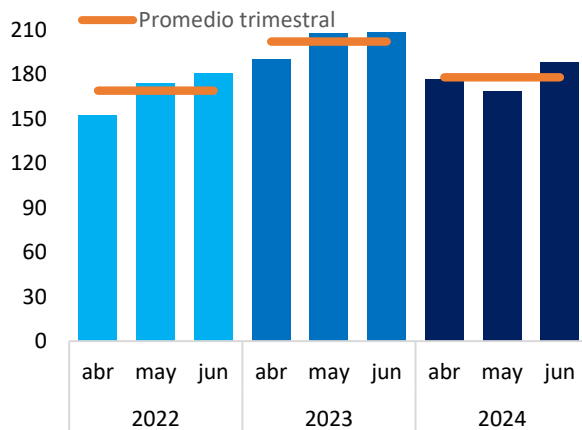
AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
10%	73%	8%	0%	8%

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

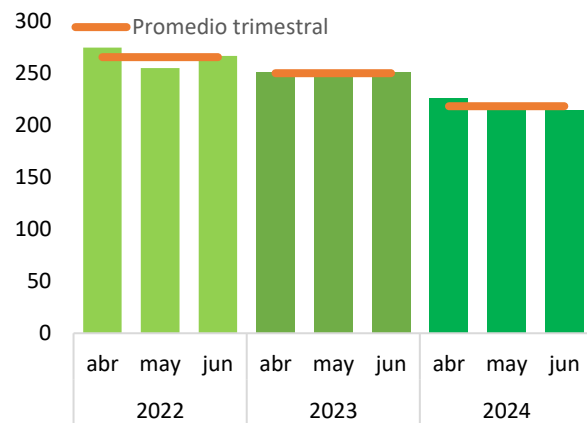
Durante el segundo trimestre del 2024, el Fondo administró los aspectos financieros de 108 contratos. Entre abril y junio la producción de petróleo promedió 178 miles de barriles diarios (mbd), lo que representa una disminución de 12% contra el mismo trimestre de 2023. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 13% con un promedio de 218 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

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

**Gráfica 17. Petróleo**  
(Cifras en miles de barriles diarios)



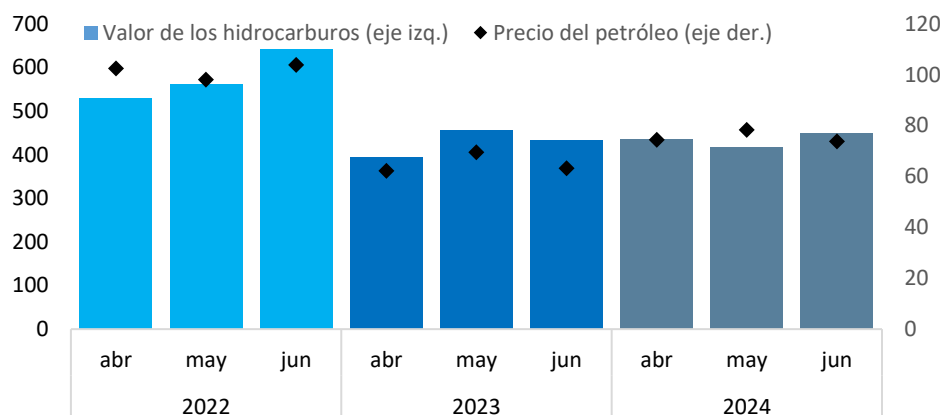
**Gráfica 18. Gas natural**  
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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

El valor de los hidrocarburos extraídos, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 1,300 millones de dólares, monto 1% mayor que el observado el mismo trimestre del 2023.

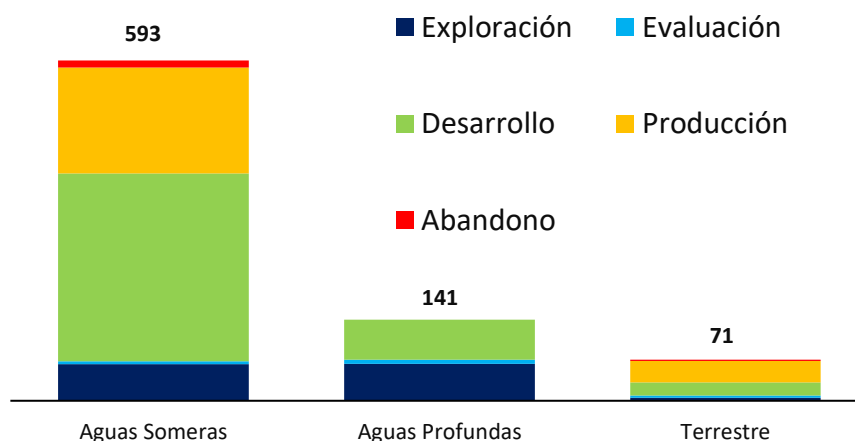
**Gráfica 19. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo <sup>1 2</sup>**  
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se calcularon las contraprestaciones.
2. Se refiere al precio promedio del petróleo ponderado por la producción de cada contrato.

En el periodo de reporte, los contratistas registraron inversiones por 806 millones de dólares, de las cuales 593 millones de dólares corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguidos de los que se ubican en aguas profundas con 141 millones de dólares y el resto en áreas terrestres.

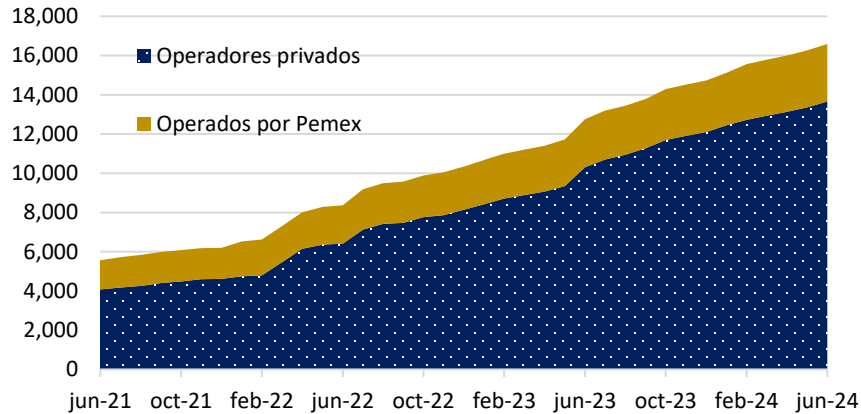
**Gráfica 20. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad <sup>1</sup>**  
abril-junio  
(Cifras en millones de dólares)



1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde la suscripción de los contratos y al segundo trimestre de 2024 ascienden a 16,594 millones de dólares.

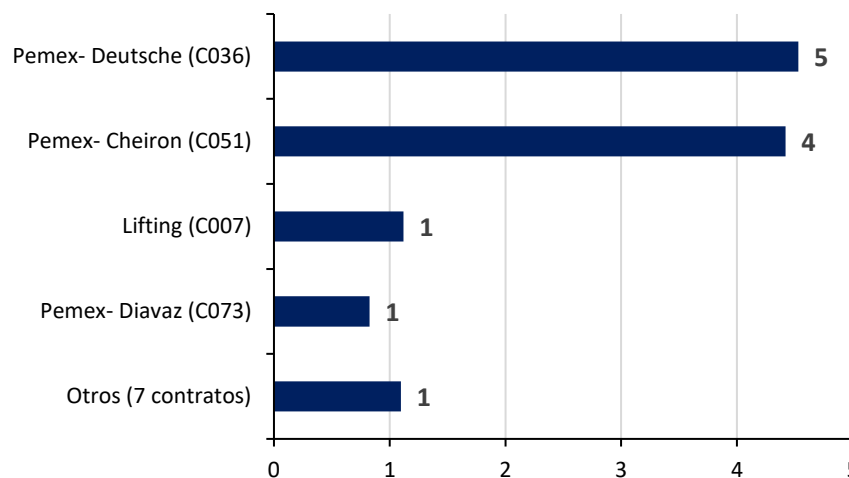
**Gráfica 21. Inversión acumulada por tipo de operador**  
(Millones de dólares)



### 3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 26 de los 74 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 11 extrajeron petróleo, 23 gas natural y 21 condensados. La producción promedio fue de 12 mbd de petróleo y 60 mmpcd de gas natural.

**Gráfica 22. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista**<sup>1 2 3</sup>  
abril-junio  
(Cifras en miles de barriles diarios)



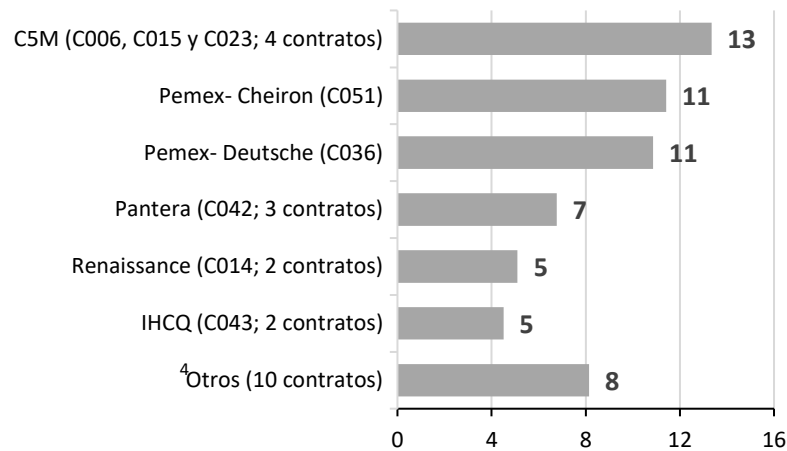
1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo, que fue utilizado para los cálculos de realizados durante abril, mayo y junio.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Otros corresponde a los contratistas: Diavaz (C013), Renaissance (C014) para dos contratos, Jaguar (C045) para tres contratos y Bloque VC 01 (C052).



**Gráfica 23. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista** <sup>1 2 3 4</sup>  
abril-junio  
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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 que fueron utilizados para los cálculos realizados durante abril, mayo y junio.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
4. Otros corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Perseus (C012), Grupo Mareógrafo (C017 y C018), Dunas (C019), GS Oil and Gas (C022), Jaguar (C045) para dos contratos, VC-01 (C052) y Pemex-Diavaz (C073).

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia el cual ascendió a 103 millones de dólares, de los cuales 30 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías<sup>11</sup>. El 72% de dicho monto corresponde a la regalía adicional, la cual es calculada como un porcentaje sobre el VCH conforme a la tasa ofrecida por los contratistas en las licitaciones<sup>12</sup>.

**Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías** <sup>1 2 3</sup>  
abril-junio  
(Cifras en dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
abr-24	36,405,524	2,994,141	7,924,531	10,918,672
may-24	34,155,433	2,938,974	7,025,572	9,964,546
jun-24	32,581,157	2,648,914	6,897,327	9,546,241
Total	103,142,114	8,582,029	21,847,430	30,429,459

1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo que fueron utilizados para los cálculos realizados durante abril, mayo y junio.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
3. Las cifras corresponden a la determinación de los contratos bajo la modalidad de licencia en áreas terrestres.

<sup>11</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 cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que proporciona la CNH prevalece para realizar el cálculo.

<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%.



Este trimestre, la regalía base reflejó las condiciones favorables del mercado de petróleo, con lo que los mayores precios observados detonaron 28 tasas progresivas para el crudo. La tasa de regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió: 9.3% para petróleo, 2.9% para el gas natural asociado, 0.0% para el gas no asociado y 5.0% para los condensados.

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

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima <sup>1/</sup>	Tasa máxima	Tasa calculada <sup>2/</sup>	Regalía base <sup>3/</sup>	Porcentaje del total
<b>Petróleo</b>	7.50%	10.06%	9.32%	8,171,690	95.22%
<b>Gas natural asociado</b>	NA	7.14%	2.91%	243,576	2.84%
<b>Gas natural no asociado</b>	0.00%	3.33%	0.00%	63	0.00%
<b>Condensados</b>	5.00%	5.00%	5.00%	166,700	1.94%
<b>Total</b>				<b>8,582,029</b>	<b>100%</b>

1. Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH, la tasa mínima se refiere al porcentaje de regalía base que corresponde para precios por debajo de los umbrales An, Dn y Gn del mencionado artículo.

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

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

**Tabla 10 Regalía Adicional<sup>1</sup>**  
abril-junio  
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada <sup>2/</sup>	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
<b>Operadores privados con Pemex</b>	13%	81,964,225	10,655,349	48.8%
<b>Ronda 1.3</b>	60%	14,329,976	8,599,680	39.4%
<b>Ronda 2.2</b>	27%	1,167,463	317,193	1.5%
<b>Ronda 2.3</b>	40%	5,680,450	2,275,208	10.4%
<b>Total</b>		<b>103,142,114</b>	<b>21,847,430</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, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

El Fondo emitió 27 certificados de pago que respaldan la transferencia onerosa de hidrocarburos para los contratistas que están al corriente de sus obligaciones. No obstante, se retuvieron 52 certificados pertenecientes a contratistas que adeudan al Estado o que están a la espera de la confirmación, por parte de la CNH, respecto a los montos de las penas generadas por dichos adeudos.

Este trimestre se implementaron 2 procesos de ajustes a contraprestaciones previamente calculadas por el Fondo, afectando un contrato. La situación se originó debido a la actualización de la CNH en la fecha de inicio de la producción comercial regular y en el índice de precios de la Comisión Reguladora de Energía aplicable para el gas natural.

### 3.2 Contratos de producción compartida con producción

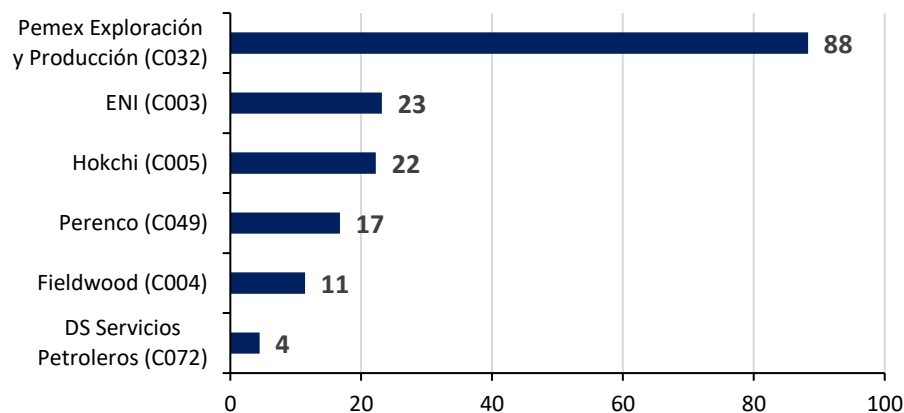
Durante el trimestre, siete de los 34 contratos de producción compartida extrajeron al menos un hidrocarburo. Cinco de ellos reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado; uno reportó gas natural no asociado y condensados; el contrato restante extrajo únicamente petróleo.

Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 166 mbd de petróleo y 158 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) fue la principal fuente de crudo aportando el 53% del total.

**Gráfica 24. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista<sup>1 2</sup>**

abril-junio

(Cifras en miles de barriles diarios)



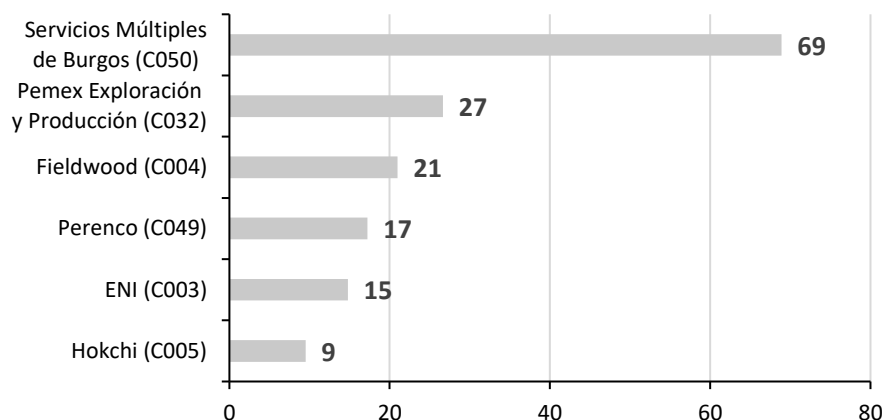
1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo que fueron utilizados para los cálculos realizados durante abril, mayo y junio.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

**Gráfica 25. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista<sup>1 2 3</sup>**

abril-junio

(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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 que fueron utilizados para los cálculos realizados durante abril, mayo y junio.

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.



Los contratos de producción compartida consideran dos contraprestaciones a favor del Estado asociadas a la extracción, la regalía base y una participación sobre la utilidad operativa del proyecto, mismas que se pagan en especie<sup>13</sup>. Asimismo, contemplan dos contraprestaciones a favor de los contratistas, la recuperación de costos y la participación de los contratistas sobre la utilidad operativa. Para calcular las contraprestaciones que le corresponden a cada una de las partes se requiere calcular el VCH, el cual ascendió a 1,197 millones de dólares.

**Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida<sup>1 2</sup>**  
abril-junio  
(Cifras en dólares)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
<b>abr-24</b>	398,188,951	377,577,794	14,319,706	6,291,451
<b>may-24</b>	381,772,773	367,635,963	12,488,521	1,648,289
<b>jun-24</b>	416,803,579	404,234,048	10,975,065	1,594,466
<b>Total</b>	<b>1,196,765,303</b>	<b>1,149,447,805</b>	<b>37,783,291</b>	<b>9,534,207</b>

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

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo emitió 18 certificados que amparan la propiedad de los hidrocarburos entregados al contratista como pago de sus contraprestaciones. No obstante, se retuvieron 3 certificados para los que el FMP no recibió la totalidad de las actas de medición del contratista Hokchi (C005).

Conforme a los cálculos del Fondo para el trimestre, la distribución final de los hidrocarburos entre los participantes de los contratos fue la siguiente:

**Tabla 12. Distribución final de la producción<sup>1 2</sup>**  
abril-junio

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo (miles de barriles)	Gas Natural (Miles de millones de BTU)	Condensados (miles de barriles)
<b>Estado</b>	9,018	5,272	79
<b>Pemex</b>	2,455	3,836	38
<b>Operadores privados</b>	3,826	5,864	47
<b>Total</b>	<b>15,299</b>	<b>14,972</b>	<b>165</b>

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

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 96 periodos correspondientes a 2 contratos de producción compartida. Lo anterior, derivado de la modificación a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones por instrucción de la SHCP o modificaciones realizadas por parte de la CNH, en el ámbito de sus respectivas facultades.

Conforme a las reglas establecidas en los contratos de producción compartida, los contratistas tienen la obligación de entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le corresponden a la

<sup>13</sup> Exeptuando los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Nación para su venta. En este contexto, el Fondo recibió un total de 408 millones de dólares de P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V. (P.M.I.), provenientes de la comercialización de dichos hidrocarburos. De acuerdo con lo reportado por P.M.I., se cubrieron al comercializador 20 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios.

**Tabla 13. Ingresos y comisiones por la venta de los hidrocarburos del Estado<sup>1</sup>**  
 abril-junio  
 (Millones de dólares)

Comercializador	Ingresos por comercialización <sup>2</sup>	Comisiones cubiertas <sup>3</sup> (No incluye IVA)
P.M.I. <sup>4</sup>	407.9	19.8

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Perenco (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003), Fieldwood (C004) y Hokchi (C005).
2. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen los intereses asociados a dichos importes por un monto de 326 mil dólares.
3. Contraprestación por los servicios de comercialización de acuerdo con la información reportada por P.M.I. en el SIPAC.
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 Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 1,192 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 del contrato de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del acuerdo para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo.

## 4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

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

Durante el trimestre, los honorarios que el Fondo cubrió al Banco de México por los gastos necesarios para la operación del fideicomiso ascendieron a 30,385,647 pesos, conforme a lo siguiente:

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

Concepto	2o Trimestre
Recursos Humanos	13.8
Costos de Ocupación	2.2
Tecnologías de la Información	9.8
Otros Gastos de Operación	0.4
Subtotal	26.2
IVA	4.2
<b>Total</b>	<b>30.4</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

El Fondo recibió 13 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas, entre los que destacan: a) presupuesto; b) contrato constitutivo; y c) recursos materiales. Las solicitudes fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

##### ii. Publicación de estadísticas

En cumplimiento de las obligaciones legales en materia de transparencia y rendición de cuentas, el Fondo realiza publicaciones mensuales de estadísticas a través de la infraestructura SIE-BANXICO, las cuales se refieren principalmente a la producción por tipo de hidrocarburo, los ingresos por comercialización, las contraprestaciones del Estado y los contratistas, así como los montos de inversión reportados por las empresas.

Durante el trimestre, el Fondo incorporó 58 series estadísticas asociadas a la entrada en producción comercial regular de un contrato perteneciente a la Ronda 2.3. Como resultado, el Fondo actualiza de manera mensual 4,709 series estadísticas.

**iii. Comunicación y difusión**

Durante este trimestre, continuó el rediseño del sitio web del Fondo, llevándose a cabo una revisión de los textos, imágenes y ligas a los documentos publicados en la página y se espera que la nueva página (tanto en su versión de escritorio como en la de dispositivos móviles) esté disponible al público el tercer trimestre de este año.

**b. Fiscalización y Control Interno****i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)****a) Auditoría 68**

Durante el periodo, el Fondo dio atención en tiempo y forma a las recomendaciones emitidas por la ASF en el informe individual de la auditoría 68 denominada “Verificación de la Producción de Hidrocarburos y la Determinación de los Ingresos de los Contratos de Exploración y Extracción, Rondas 1 y 2”, correspondiente al programa anual de auditorías para la fiscalización superior de la Cuenta Pública 2022.

Una vez que la ASF notifique formalmente como solventadas las recomendaciones antes referidas, el fiduciario lo informará al Comité Técnico

**b) Auditoría 89**

En seguimiento a la auditoría 89 denominada “Ingresos a Favor del Estado por Contratos de Exploración y Extracción y por Comercialización de Hidrocarburos”, correspondiente a la revisión de la cuenta pública 2023, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación que ha realizado durante el periodo la ASF.

Una vez que concluya la auditoría señalada, el fiduciario informará los resultados al Comité Técnico.

**ii. Auditoría Interna****a) Auditoría GAS-04/24 “Sistema de Mensajería Financiera”.**

Durante el periodo, 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.

**b) Auditoría GAS-05/24 “Operación Financiera del FMPEd”.**

La auditoría concluyó sin observaciones para el Fondo lo cual se hizo constar mediante el acta de presentación y aceptación de resultados de fecha 4 de junio de 2024.

La citada auditoría tuvo por objeto evaluar los controles y las actividades para la operación financiera del Fondo; verificar el apego a la normativa aplicable y que se contara con la información y documentación que permita la trazabilidad del proceso.

**iii. Fortalecimiento al Control Interno**

Como parte del proyecto para el fortalecimiento de la resiliencia operativa institucional coordinado por la Dirección de Administración de Riesgos del Banco de México, en este periodo se concluyó con la actualización de la documentación correspondiente al proceso Administración financiera de los Contratos. Esto con la finalidad de mantener vigentes los planes y estrategias del Fondo en materia de continuidad operativa.

Adicionalmente, este trimestre concluyó el llenado de los formatos que permitirán iniciar con la instrumentación de los controles para el cifrado de la información del Fondo, lo cual ayudará a garantizar la integridad de la misma.

**c. Talleres para contratistas**

En junio, el Fondo organizó el segundo taller del 2024 el cual está destinado a apoyar a los contratistas en el dominio del sistema para cumplir con sus obligaciones contractuales asociadas al pago de contraprestaciones, registro de la información acerca de las actividades de exploración y producción, así como las inversiones realizadas. En esta ocasión se contó con la asistencia de 88 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la CNH y la Secretaría de Energía.

Adicionalmente, el pasado 24 de mayo se realizó el primer curso de capacitación del FMP, en el cual se explicó al personal de las empresas el proceso a seguir para reportar plantillas cuya periodicidad es anual, para el curso se contó con la participación de 63 asistentes.